

【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】 2021年6月28日
【事業年度】 第2020年度（自 2020年1月1日 至 2020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・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】 東京(03)6775-1039
【事務連絡者氏名】 弁護士 金村 直弥
同 西村 順一郎
同 塩野 祐輝
【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・友常法律事務所外国法共同事業
【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、2021年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行によるユーロの日本円に対する対顧客電信売買相場の仲値である1ユーロ=133.74円により計算されている。

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

(4) フランス電力の事業年度は暦年である。

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

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

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。
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 of 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。
バイオガス	有機畜産物または植物性の物質の発酵から生成されるガス。
バイオマス	主として、特に林業および農業からの特定の種類の廃棄物を燃やすかまたは木質燃料用の森林を開発することにより、熱または電気を生成させるバイオマスに基づく技術。
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）。2000年3月30日に設立されたCREは、最終消費者の利益のために電力市場および天然ガス市場が適切に機能するように貢献することに責任を負う、独立した監督機関である。この点に関して、CREは、とりわけ、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、提案を行う権限、助言を行う権限および意思決定を行う権限といった大きな権限を有する。 具体的にCREは、電力の販売に係る規制料金を提案する。CREは公共送配電網使用料金の設定について意思決定を行う権限を有する。CREはまた、その権限の実行に有用と思われるあらゆる情報の調査および取得を可能にする極めて広範囲の権限、ならびに紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする権限を与えられている。
コンバインド・サイクル・ガス	天然ガス火力発電所で電力を生成する最新技術。コンバインド・サイクルは、1つ以上の燃焼タービンと蒸気タービンから構成され、発電量を向上させる。合成ガスは燃焼タービンへと運ばれ、電力と超高温の排出ガス（排出物）を生成する。排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成する。蒸気の一部が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。
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（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（生物物質、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（旧COGEMA）およびCEA）によって設計、建設および管理され、廃棄物の調整が行われる地域の近傍にある。
EPR	欧州加圧水型原子炉。「第3世代」と呼ばれる現在建設中の最新原子炉世代であり、独仏間の協力により誕生し、高度な安全、環境および技術的パフォーマンスを提供する。
フッ素化（転換）	「転換」とも呼ばれる。フッ素化により、ウラン化合物の精製および六フッ化ウラン（UF ₆ ）への転換が可能となり、その結果、現在の技術を用いてそれらの濃縮が可能となる。
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（GHG）	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°C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。
基礎原子力施設（INB）	基礎原子力施設。
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。
マイクロ送電網	マイクロ送電網とは、少数の消費者に安定した電力供給を行えるよう設計された小規模電力網である。マイクロ送電網は、その地域における複数の分散型発電施設、消費施設、貯蔵施設ならびに監督および需要管理の手段を連結させたものである。マイクロ送電網は配電網に直接接続することが可能で、また配電網から切断された状態で運転することも可能である（アイランド化）。
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。利害関係者の動員により、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圧送電網。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。

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。
スマート・シティ	スマート・シティは、物やサービスのエコシステムに基づく新たな技術を活用し、より適応的で効率的な都市づくりを行うことで、都市に住む人々の生活の質を改善することを目標とする、新たな都市開発コンセプトである。かかる新たな都市の管理方法には、公共インフラ（建物、ストリート・ファニチャー、ホーム・オートメーション等）、ネットワーク（水道、電力、ガス、通信）、交通（公共交通機関、インテリジェント・ロードおよびインテリジェント・カー、カープール、自転車または徒歩による、いわゆるソフト・モビリティ等）、電子サービスならびに電子行政が含まれる。
スマート充電	スマート充電とは、自動車の効率的、柔軟かつ経済的な充電管理を通じて、電力自動車の充電または放電を最適化するためのすべての技術の総称である。
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、原子力発電所の耐用年数のすべての段階（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として使用するために約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・パリでの取引が承認されている。

2020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83.68%およびEDFの議決権の89.05%）、機関投資家および個人投資家により463,040,491株（資本金の14.94%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により42,092,505株（資本金の1.36%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式（*auto contrôle*）として830,000株（自己資本の0.02%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、AMFに対して年次財務書類を記載した届出書類（*Document d'Enregistrement Universel*）を毎年提出する。直近では2021年3月15日に第21-0121号（2020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、2021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。

死亡または辞任により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2020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権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、2020年12月31日現在、EDF株式2,593,960,583株および議決権4,723,109,672個（資本金の83.68%およびEDFの議決権の89.05%）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.22-10-48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2%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。

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9月30日付の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（*raison d'être*）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1,549,961,789.50ユーロであり、1株当たりの額面金額0.50ユーロの全額払込済株式3,099,923,579.00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、証券の所有者に適用ある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%に達した場合またはこれを超えたかもしくは下回った場合、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（*Usufruit*）（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（*usufruitier*）に、臨時株主総会では名義上の所有者（*nu-propriétaire*）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に任命する場合における更新の実施または維持に關しては、株主総会は、段階的な更新を可能にするため、当該取締役に對する任期を4年未満に定めることができる。

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

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

(v) 株主総会は、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年間固定手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役に對し、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名以上の最高経営責任者代理 (*directeurs généraux délégués*) 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に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。内部規則により、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、最高経営責任者代理、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53（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（*directeur général délégué*）の役職を任せられるものとする。取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）は5名を超えないこととし、各取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）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（*directeurs généraux délégués*）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（*directeurs généraux délégués*）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 (*directeurs généraux délégués*) 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 (*directeurs généraux délégués*) 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 (*gérant*)、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、当社に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 (*transactions courantes*) 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（パリ時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

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

(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為する株主の団体は、議事に項目または決議案を加えることを要求することができる。議事に項目を追加することを要求する場合、理由を述べなくてはならない。また、企業委員会は、フランス労働法 (*Code du travail*) に従い、議事に決議案を加えることを要求することができる。

各株主総会において、法律で規定される情報を含む出席者名簿が作成される。

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

自身が直接有するか、または委任状により有するかを問わず、当該株主総会において最大の票数を有する2名の構成員は、株主総会に出席しており、かつ、かかる職務を受諾すれば、選挙管理官 (*scrutateurs*) 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審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の基準を下回った場合、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、配当金はまず当該事業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 (*capitaux propres*) 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うことはできない。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（*acomptes sur dividendes*）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（*acompte sur dividende*）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（*acomptes sur dividendes*）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（*acompte sur dividende*）、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（*dates de jouissance*）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（*prescrits*）。

上記、「（1）⑦ 利益の分配」についても参照。

⑲ 解散と清算（定款第27条）

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

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

2【外国為替管理制度】

（1）非居住者による株式の所有

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

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

もっとも、フランス通貨金融法典第L.151-3条以下および第R.151-1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認可を申請し、届出（*déclaration administrative*）をしなければならない。特に、現行の行政規則によれば、一定の例外を除き、フランスの会社の議決権の25%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、フランス通貨金融法典第R.152-11条に定義される直接外国投資に関連して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（国務院は、2020年10月14日付決定において、フランス税法第244条の2のBに規定されている源泉徴収税は、欧州連合法に反するとした（2020年10月14日付CE第421524号「AVM International社」）。同様に、ヴェルサイユ行政裁判所は、非EU加盟国に所在する企業に対する当該源泉徴収税の適用を否定した（ヴェルサイユ行政裁判所、2020年10月20日付第18VE03012号「Runa Capital Fund LLP社」）。）。

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26.5%（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。）（フランス一般租税法の同第238-0のA条第2項の2の2°に記載されるものを除く（フランス一般租税法第238-0のA条に記載される非協力国の一覧は、原則的に毎年、政令によって更新される。フランスの一覧は、直近では2021年2月26日付命令により更新されており、当該時点では英領ヴァージン諸島、アンギラ、パナマ、セーシェル共和国、バヌアツ共和国、ドミニカ、フィジー共和国、グアム、米領ヴァージン諸島、パラオ共和国、米領サモア、サモア独立国およびトリニダード・トバゴ共和国が含まれている。）。）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、フランス税務当局によるガイドラインBOI-INT-DG-20-50-30-24/02/2021第1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26.5%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、フランス税務当局による行政ガイドラインBOI-INT-DG-20-20-20-20-12/09/2012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26.5%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。))。

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26.5%(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、BOI-INT-DG-20-50-30-24/02/2021第150号、BOI-RPPM-RCM-30-10-20-40-20/12/2019およびBOI-IR-DOMIC-10-20-20-60-20/12/2019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BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20/12/2019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BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20/12/2019第50号を参照し、フランス税務当局によって発行された公式ガイドラインに定める意味における譲渡性証券(*titres de créances négociables*)、またはフランス法もしくは外国の法律に基づいて発行され、フランス税務当局により同様の分類に該当すると判断されるその他の債務証券を構成するものは、上記で言及されるガイドラインに従い、フランス一般租税法第131条の4の規定の適用においては、フランス国外で発行されたものとみなされる。

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

② 譲渡所得税

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

③ 日本における課税上の取扱い

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

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

4【法律意見】

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

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

第2【企業の概況】

1【主要な経営指標等の推移】

連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ（十億円）)

12月31日に 終了した年度	2020年	2019年 ⁽⁷⁾ (再表示後)	2019年 ⁽⁵⁾⁽⁶⁾ (再表示前)	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
売上高	69,031 (9,232)	71,347 (9,542)	71,317 (9,538)	68,546 (9,167)	68,976 (9,225)	64,892 (8,679)	69,632 (9,313)	71,203 (9,523)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,174 (2,163)	16,723 (2,237)	16,708 (2,235)	14,898 (1,992)	15,265 (2,042)	13,742 (1,838)	13,742 (1,838)	16,414 (2,195)
営業利益 (EBIT)	3,875 (518)	6,757 (904)	6,760 (904)	5,454 (729)	5,282 (706)	5,637 (754)	5,637 (754)	7,514 (1,005)
連結会社の税引前利益	1,293 (173)	6,393 (855)	6,399 (856)	656 (88)	473 (63)	3,401 (455)	3,401 (455)	4,181 (559)
EDFの純利益	650 (87)	5,155 (689)	5,155 (689)	1,177 (157)	1,177 (157)	3,173 (424)	3,173 (424)	2,851 (381)

- (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。
- (6) 2020年に発行された2019事業年度のデータ。
- (7) 2019年度に関して公表された数値（純負債額を除く。）は、探鉱および生産（E&P）事業の売却の範囲を変更したことの影響により再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

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	2020年	2019年 ⁽³⁾	2018年	2017年 ⁽²⁾ (再表示後)	2017年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2016年
非流動資産	237,232 (31,727)	229,465 (30,689)	210,384 (28,137)	204,324 (27,326)	204,324 (27,326)	195,309 (26,121)
流動資産	66,363 (8,875)	70,157 (9,383)	72,785 (9,734)	67,518 (9,030)	76,428 (10,221)	81,111 (10,848)
売却目的保有に分類された 資産	2,296 (307)	3,662 (490)	—	—	—	5,220 (698)
資産合計	305,891 (40,910)	303,284 (40,561)	283,169 (37,871)	271,842 (36,356)	280,752 (37,548)	281,640 (37,667)
自己資本 (EDF持分)	45,633 (6,103)	46,466 (6,214)	44,469 (5,947)	41,357 (5,531)	41,357 (5,531)	34,438 (4,606)
自己資本 (非支配持分)	9,593 (1,283)	9,324 (1,247)	8,177 (1,094)	7,341 (982)	7,341 (982)	6,924 (926)
非流動負債	198,145 (26,500)	192,450 (25,738)	177,708 (23,767)	176,287 (23,577)	176,287 (23,577)	176,788 (23,644)
流動負債	52,412 (7,010)	54,001 (7,222)	52,815 (7,063)	46,857 (6,267)	55,767 (7,458)	61,381 (8,209)
売却目的保有に分類された 資産に関連する負債	108 (14)	1,043 (139)	—	—	—	2,109 (282)
自己資本および負債合計	305,891 (40,910)	303,284 (40,561)	283,169 (37,871)	271,842 (36,356)	280,752 (37,548)	281,640 (37,667)

- (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	2020年	2019年 ⁽⁵⁾ (再表示後)	2019年 ⁽³⁾⁽⁴⁾ (再表示前)	2018年 ⁽²⁾ (再表示後)	2018年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2017年	2016年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	12,863 (1,720)	14,022 (1,875)	14,022 (1,875)	13,364 (1,787)	13,364 (1,787)	11,663 (1,560)	11,125 (1,488)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△12,888 (△1,724)	△15,650 (△2,093)	△15,650 (△2,093)	△17,165 (△2,296)	△17,165 (△2,296)	△11,713 (△1,566)	△16,557 (△2,214)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	2,591 (347)	2,223 (297)	2,223 (297)	3,530 (472)	3,530 (472)	712 (95)	4,138 (553)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	2,566 (343)	595 (80)	595 (80)	△271 (△36)	△271 (△36)	662 (89)	△1,294 (△173)

- (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。）。
- (4) 2020年に発行された2019事業年度のデータ。
- (5) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産（E&P）事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2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	2020年	2019年	2018年	2017年	2016年
借入金およびその他の金融負債	65,591 (8,772)	67,380 (9,011)	59,188 (7,916)	56,846 (7,603)	65,195 (8,719)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,986 (△266)	△3,387 (△453)	△1,972 (△264)	△1,176 (△157)	△3,965 (△530)
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 (195)
現金および現金同等物	△6,270 (△839)	△3,934 (△526)	△3,290 (△440)	△3,692 (△494)	△2,893 (△387)
負債証券および持分証券—流動性の高い資産	△15,028 (△2,010)	△18,900 (△2,528)	△20,538 (△2,747)	△18,963 (△2,536)	△22,266 (△2,978)
売却目的保有資産の純負債額 ⁽¹⁾	△17 (△2)	△26 (△3)	—	—	△104 (△14)
純負債額⁽²⁾⁽³⁾	42,290 (5,656)	41,133 (5,501)	33,388 (4,465)	33,015 (4,415)	37,425 (5,005)

- (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。
- (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（ <u>商工業公益企業体</u> ）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
		2004年	2004年11月20日、EDFはフランスの株式会社となる。
		2005年	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	
EDF Renouvelables（旧 EDF Énergies Nouvelles）の買収		2011年	
Edisonの買収		2012年	
	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	
ソーラー・プランの開始	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4十億ユーロの増資
台山における最初のEPRの稼働	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	2018年	
洋上風力発電量の増加			
台山2号機の稼働		2019年	<u>フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）</u> ： プロジェクトの発表（2019年1月25日）
ブラジルにおけるシノプ水力発電所の稼働			原子力業界のための卓越した計画である「エクセル」の開始

	新たなロマンシュ・ガヴェ水力 発電所の稼働	2020年	EDFの定款に存在意義を採択

3【事業の内容】

(1) 当グループの戦略および目的

① 環境および戦略的課題

エネルギー効率および低炭素電力はエネルギー移行の中心をなす。

現在、フランスの電力は世界の最終エネルギー消費の約25%を占めるが、二酸化炭素（出典：フランス持続可能な開発のための一般委員会（*Commissariat général au développement durable*）、気候に関する主要な数値（*Chiffres clés du climat*）、2020年版、32ページ）の排出量は11%余りに過ぎない（これらの数値は国際的にはそれぞれ19%（国際エネルギー機関、世界エネルギー見通し2020年版、343ページ表A.3）および40%（出典：フランス持続可能な開発のための一般委員会、気候に関する主要な数値、2020年版、32ページ）である。）。気候変動対策は、地球の主な課題である。

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。

欧州においては、欧州連合は、2019年に最終決定されたクリーン・エネルギー・パッケージおよび2020年に策定されたグリーン・ディールによって、2050年までにカーボン・ニュートラルとなる見込みである。COVID-19の健康危機に続く回復プログラムでは、気候問題はより一層重視されている。

欧州連合のグリーン・ディールおよび関連する国家プログラムは、最優先事項として二酸化炭素排出量の削減、ならびに可能な限り競争力を持って、地域に根差した産業ビジョンの活用、および長期的な気候変動対策の促進を重視して策定されている。

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）。

フランスの2019年11月8日付「エネルギーおよび気候法（*loi relative à l'énergie et au climat*）」は、温室効果ガスの排出削減をフランスのエネルギー政策の中心に据えている。現在の目標は、「温室効果ガスの排出量を6分の1未満に削減し、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。フランスの複数年にわたるエネルギー計画（*Programmation Pluriannuelle de l'Énergie*, PPE）は、フランスのエネルギー政策の概要を列挙し、主要な事業者にとって極めて重要な10年計画を定めている。EDFは、レパレージュの源泉、エネルギー構成を変え化石エネルギーを排除する軌道の特定等、PPEの分析に賛同している。無炭素経済への移行は必要だが、これは家庭の購買力および企業の競争力を維持したまま達成しなければならない。

かかる目標の達成のために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（下流部門）
- ・化石燃料から無炭素エネルギー源への移行（第一に無炭素電力、次いで再生可能熱（上流部門））

これらの目標を達成するためには、上流部門および下流部門両方におけるイノベーションが不可欠である。

② CAP2030の戦略における優先目標

CAP2030の戦略は、「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」というEDFの存在意義に完全に則っている。対話「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）（*Parlons Energies*）」中に従業員の寄与を引き出すため、2020年5月7日開催の株主総会において、当グループの附属定款に存在意義が追加された。

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。

- ・顧客および地域のカーボン・ニュートラル達成を支援するサービスおよびソリューションの創出。
- ・カーボン・ニュートラル発電において世界を主導する。
- ・エネルギー移行における世界的な出資者としての活動の開始。

当グループは、脱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。

(i) 顧客および地域のカーボン・ニュートラル達成を支援するサービスおよびソリューションの創出

個人、企業および都市は、照明、暖房、生産、消費および移動の方法を変えたいと願っている。誰もがエネルギー移行における出資者になりたいと思っている。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、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た結果、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の価値を高めている。

EDFグループは、2030年、サービス売上高10十億ユーロ（当グループ全体）を達成することを目指している。

EDFは、電気モビリティ（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）、フランスにおける再生可能冷暖房ネットワーク、ならびに電力の融通性および集約の活用（欧州）において、自己の地位を強化している。

特に住宅用市場と企業用市場における持続可能なエネルギーのパフォーマンスにおいて、顧客の信頼を強化し、幅広いサービスを開発しながら、EDFは顧客ごとの価値を高め、2030年には国内の顧客ごとに1.5件を超える契約を獲得することを目指している（EDFの見積り：フランス、英国、イタリアおよびベルギー（国内））。グリーン・エネルギーのサービス、自家消費、エネルギー効率化サービス、地域サービス、パフォーマンスおよび電力／気候エンジニアリングに関する契約、廃熱回収、ならびにバイオマスは、いずれも顧客の新たなニーズに応えるものである。

EDFの顧客の間では、自己の環境フットプリントに対する意識が高まりつつある。これに対してEDFは以下により、より賢く低エネルギー消費の革新的ソリューションを、手頃な料金で提供している。

- ・最も二酸化炭素排出量の多い部門における使用の電化を通じて、業務の脱炭素化に寄与すること。

- ―輸送（世界のエネルギー消費に関する排出量の24%に責任を負う―出典：フランス持続可能な開発のための一般委員会、気候に関する主要な数値、2020年版、32ページ）：軽商用車および都市部の公共交通機関向けには、最適解としてバッテリー・ソリューションが次々に生まれている。大型長距離輸送（内陸交通、非電化路線の列車等）向けには、電解水素および燃料電池が自律性の面で強みになり、特定地域のエネルギー計画に対処することが可能となっている。その他の重量物運搬車（特にトラック）向けには、水素およびバッテリーが競い合い、それぞれの市場シェアは相対的な競争力によって決定されている。いずれの場合も、エネルギー源は無炭素電力でなければならない。

モビリティの大規模な電化をサポートするため、EDFは、顧客（消費者、企業および地方自治体）を支援するための投資、電気自動車の貯蔵容量の活用、ならびに電解水素の製造およびマーケティング等、実務的なコミットメントを行っている。

- ―建築物：当グループは、業界専門家、地主および地方自治体と協力し、彼らのエネルギーの効率化および冷暖房ソリューションの脱炭素化への移行の支援に全力で取り組んでいる。EDFは、特に改修工事中のエネルギー利用の支援および管理から、（具体的にはフランスにおけるエネルギー・パフォーマンス契約（Contrats de Performance Énergétique, CPE）および省エネ証書（Certificats d'Économie d'Énergie, CEE）を通じた）脱炭素化およびエネルギー効率化の実施まで、あらゆることを取り扱う幅広いサービスを提供する。またEDFは、（大量の二酸化炭素を排出する燃料油またはガス式ボイラーをヒートポンプに交換することができる）EDFによるIZI（IZI by EDF）を通じて家庭を直接支援している。当グループは、子会社Dalkiaを通じ、（再生可能エネルギー源またはエネルギー回収を利用した）暖房ネットワークの開発およびその脱炭素化、ならびに公共の建物、企業および集合住宅向けのエネルギー・パフォーマンス契約（Contrats de Performance Énergétique, CPE）を積極的に行っている。

- ―産業：EDFは、企業用顧客のために研究開発専門知識を活用してプロセスの電化ソリューション、廃熱回収、および低炭素電解水素製造を開発し、その生産施設（電気ボイラーおよび溶鉱炉等）の更新を支援している。

- ・インフラ、データの開発および低炭素ソリューションの策定を利用すること。

- ・国内の顧客、事業および地方自治体を支援し、彼らがより積極的にエネルギー消費（自家消費、デジタル消費管理ソリューション、ヒートポンプ）に関わるようにすること。

これらのソリューションは、EDFが2030年までに15百万トンを超える二酸化炭素の排出を回避することを目的としている（顧客、サービスおよび地域事業―主として冷暖房ネットワーク、電気自動車の開発および省エネ証書による二酸化炭素削減を含む、EDFの見積り）。

また、EDFは、顧客のエネルギー移行を支援し、カーボン・ニュートラルに関する当グループのコミットメントを実践するため、新たなビジネスモデルの開発によってイノベーションを続けている。再生可能技術が水素エネルギーおよびデジタル開発を通じて貯蔵から電気自動車まで進歩しているスピードを考慮すると、下流部門（エネルギー効率化および用途）および上流部門（低炭素発電）の両方におけるイノベーションは、必要な分野をカバーする上で不可欠な要素になるだろう。EDFグループは、独自の研究開発努力およびパートナーと開発したイノベーション・エコシステムを活用して、工業資源を可能な限りフランス国内で開発しながら、エネルギー移行を加速できるイノベーションを選択している。

最後に、エネルギー移行は、公正かつ公平である場合に限り達成される。EDFグループは、特に最も脆弱な顧客について、より賢くエネルギーを利用できるよう支援する。その中で、エネルギーの安全保障に対する対策に取り組んでいる。

(ii) 低炭素発電における主導的な地位

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約98%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、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するために主導的な役割を果たしている。

低炭素電力を供給するためのソリューションは1つではなく、原子力発電、水力発電、太陽光発電、陸上および洋上の風力発電、再生可能熱、送電網、（特に電気自動車における）貯蔵、用途および発電における融通性管理ツール等、数多くある。

・超低炭素発電を達成するというEDFグループの目標は、フランス国内外において再生可能エネルギーの開発を加速するに際して何よりも深く根付いている。EDFグループは、あらゆる種類の技術（水力発電、太陽光発電、陸上および洋上の風力発電等）ならびに子会社Dalkiaを通じて再生可能熱および廃熱回収を利用して、再生可能電力の開発を行っている。再生可能エネルギーは、既に当グループ全体の発電容量の4分の1を占めている（2020年末、連結データで合計120.5GWに対して29.6GW。このうち原子力発電は71.2GW。）。

EDFグループは現在、欧州において再生可能エネルギーのリーダーであり、特に水力発電事業者としては、純設備容量が22.5GWと欧州連合最大の供給業者である（洋上発電を含む。）。また当グループは、水力発電を除く再生可能エネルギー、主に風力発電および太陽光発電においても純設備容量が11.0GWと、世界の主導的地位にある。EDFの目標は、太陽光発電および風力発電の純設備容量を急速に拡大することである。

2030年に向けた目標は、再生可能エネルギー（水力発電を含む。）の設備容量について、2015年の設備容量の2倍超に相当する60GWを達成することである。EDFグループは、異なる技術間の均衡（陸上および洋上の風力発電、太陽光発電および水力発電）ならびに地理的分布の均衡を追求している。最後に、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施設へ定期的に投資し、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、再生可能エネルギーの集約および融通性において欧州の主導的地位を確立しつつあり、貯蔵計画の一環として2035年までに当グループの貯蔵資源を3倍にするという目標を設定している。

・超低炭素発電という目標も、業界の専門知識、安全性、競争力、環境への配慮、フランスおよび英国における原子力発電所の稼働最適化、進行中の工事完了（フラマンビル3、HPC）、ならびに革新的な燃料サイクル戦略の実施を保証することで、原子力産業のパフォーマンスに基づいている。

EDFの原子力発電所は、世界に1つしかない種類のものである。フランスにおける既存発電所のグラン・カレナージュ（Grand Carénage）は既に開始し、大規模な業界の挑戦となっている。関連する投資は、原子力安全性、パフォーマンスおよび環境保護を保証しながら、当該発電所が40年を超えて稼働を継続できるよう設計されている。

原子力発電所の運転は二酸化炭素を排出しない（直接排出がない。LCA（ライフサイクル・アセスメント）による排出量は、二酸化炭素換算で6 g/kWhと推定される（出典：Ademe）。）。基本的な発電を行う一方で、管理および融通性の面で電力消費状況に対応する強力な役割として作用する。したがって、原子力は再生可能エネルギーと並んで、2050年まで低炭素電力構成において確固たる役割を果たすことができる。

EDFはこのことを念頭に、英国においてヒンクリー・ポイントCの原子炉、およびフランスにおいてフラマンビルの原子炉を建設中であり、中国、台山においては2基の原子炉を稼働している。またEDFは、新たに原子炉の建設を検討中の国々において建設可能なその他のプロジェクトも開発中である。加えて、EDFは新世代EPRの設計を仕上げていく段階である。

当グループは2030年までに、フランス、英国および世界のその他の国々において新たなEPRプログラムの契約獲得、ならびにフランスにおいて最初の小型モジュラー炉（SMR）の実証炉の開発に努めている。

またEDFは、発電資産に関する廃炉において欧州でのリーダーとなることを目指し、最終的な閉鎖後の再配置の準備中であり、循環型経済を推進している。

・炭素排出量の削減によるエネルギー移行の支援には、融通性およびエネルギー移行要件を満たすため、ガスを使用する発電プロジェクトに的を絞って開発する必要がある。

・EDFは、当グループの石炭火力発電を2030年までに終了することを約束している。フランスにおいては、SNBC国家低炭素戦略（グリーン成長に向けたエネルギー移行法（Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte, LTECV）によって導入された国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas-Carbone, SNBC）は、気候変動対策のためのフランスの指針であり、事業のあらゆる分野において低炭素、循環型、持続可能な経済への移行実施のためのガイドラインを提供する。また、2050年までの温室効果ガスの排出削減の軌道を定め、短期から中期的な目標すなわちカーボンバジェットを策定する。その目標は2つの要素からなる。2050年までにカーボン・ニュートラルを達成すること、およびフランス国民の消費による炭素排出量の削減である。国および地方の公共部門の政策立案者は、SNBCを考慮に入れなければならない。）に従い、政府が石炭火力発電を2022年末までに中止することを約束している。またEDFは、バイオエネルギーおよび革新的な二酸化炭素捕捉技術に

投資することで、持続可能なイノベーション政策も実施している。

EDFグループが発電した電力は、世界で最も炭素排出量の少ない電力の1つである。EDFは2020年、その主導的地位を維持するため、2030年までの期間につき新たな温室効果ガスの排出削減目標を定めた。これは、COP21の目標である2℃をしのぐとして、科学的根拠に基づく目標イニシアチブの認定を受けている。EDFグループは、グループ全体の炭素排出量について2050年までにカーボン・ニュートラル達成を目指して、直接排出量だけではなく初めて間接排出量についても、削減目標を設定した。EDFは2030年までに、直接排出量については2017年の排出レベルから50%削減し、スコープ3の排出量については2019年の排出レベルから28%削減することを目指す。

(iii) エネルギー移行における世界的な出資者としての活動の開始

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。4つの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。

国外にはイノベーションの余地がかなりある。EDFは、再生可能エネルギー、原子力およびガス生産資産に的を絞って開発することで国々のエネルギー移行に寄与し、その事業を（2015年比で）3倍にすることを目指している。

EDFグループの目標は、再生可能エネルギーの設備容量の開発に大きく寄与する一方で、2030年までに世界中のどこでも石炭火力資産を有していないことであり、水力発電の純設備容量1.5－2GWを含む、25GWから30GWを目標とする（フランス、イタリア、英国およびベルギーといった欧州の優先国を除く。）。

新たな事業ラインに関しては、EDFは、2030年までに送電網非接続型キットを1百万個有することを目指しており、マイクロ送電網、スマート・グリッド、貯蔵、水素、モビリティ、スマート・シティ等、新たな市場の開発を追求しつつ、エネルギー効率化サービス、送電網およびエンジニアリング・サービスをさらに強化している。

EDFは、地理的な観点から、欧州、特に中核国（英国、イタリアおよびベルギー）における地位の強化、ならびに中国および北米における地位の強化を目指している。EDFは、複数の事業において重要な地位を築くことで、南米、アジア、アフリカおよび中東における限られた数の優先国においてベンチマーク事業者になり、これらのターゲット国におけるエネルギー移行を協調的に支援することを目指している。

EDFは、原子力発電、水力発電、太陽光発電、風力発電、低炭素電力を供給する送電網、エネルギー効率化サービス、スマート・メーター、水素等、低炭素分野に毎年約15.5十億ユーロの投資を行うなど、エネルギーの移行に積極的な投資を行っている。これらの投資の財務実績も極めて重要な検討事項である。これらの分野は、2020年、当グループの総合営業投資の約94%を占めていた。このうち4分の3はフランスに所在しており、COVID-19後の回復を牽引する一因となる可能性がある。

EDFグループは、事業を行うすべての国において、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。これは、ますます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回復力を高めるためである。一方、EDFグループは、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）を織り込んでいる。

(iv) 当グループの存在意義および事業モデルに沿った、4つの計画および変革プログラムに裏付けられた戦略的優先事項

・これらの目標は、以下の4つの計画と戦略的作業プログラム（戦略的作業プログラムは、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で構成されており、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。

2018年10月に開始された電気モビリティ計画は、当グループの4つの主要な欧州市場であるフランス、英国、イタリアおよびベルギーにおける電気自動車用電力の供給において、30%の市場シェアを確保することを目指している。EDFグループは、2023年までに、150,000の充電スタンドを配備すること、および10,000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。EDFは、所有するすべての軽商用車について、EV100（EV100は、2017年9月にニューヨークのクライメート・ウィークNYCにおいて始まったグローバル・イニシアチブである。電気モビリティの開発に尽力する多国籍企業を1つにまとめ、2030年までに普及させることを目指す。）プログラムも開始しており、内燃機関（ICE）車を徐々に電気自動車に転換し、2030年までに100%完了することを目指している。

2018年に開始された貯蔵計画では、EDF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まで拡大する。EDFは、2030年までに送電網非接続型キットを1百万個有することを目指している。送電網の周波数を安定させたり、再生可能エネルギーの受入れを奨励したり、送電網に接続していない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。これは、揚水発電所およびギガ・バッテリーを用いて開発される。

EDFは、2017年に開始されたソーラー・プランを通じて、2035年までに太陽光発電分野で30%の市場シェア（総設備容量で表した市場シェア）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。

2019年12月に発表され2020年春に開始されたエクセル計画により、EDFは、フランスの原子力産業が原子力プロジェクトを成功させるために必要な最高水準の勤勉さ、品質および卓越性を取り戻すための基礎を固めた。これは、重要な挑戦である。原子力発電は、低炭素エネルギー源として、気候変動対策において重要な役割を有しているからである。2020年には、2019年12月に行ったコミットメントを実践するため、10の変革プロジェクトが実行された。これらのプロジェクトは、25の新規コミットメントが2021年半ばまでに高く評価されるきっかけにもなった（2020年10月15日付プレスリリース「EDFは原子力産業における卓越性を求めるエクセル計画について最初の報告書を提出する」を参照。）（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」も参照。）。

・CAP2030戦略は、EDFグループのビジネスモデルに基づいている。これは、原子力および再生可能エネルギーを活用した超低炭素発電、送電網の運営および改修による発電、ならびに顧客に対するソリューションおよびサービスの提供など、業務および技能全体に関する産業統制および統合に基づくものである。これらの業務はすべて、EDFグループが「ゼロカーボン」に向けたエネルギー移行のリーダーになる要因となる。

―特に競争力の高い原子力発電所の長期的未来を確保し、水力発電および成熟した再生可能エネルギー（風力および太陽光発電）の開発を主導し、また革新的技術（貯蔵の分野を含む。）に投資することで、脱炭素化の進むエネルギー構成を長期的に、常に最適コストで提供するという課題に立ち向かう。

―再生可能エネルギーの開発および実務の電化にとって、電力網に対する投資は不可欠である。

―より効果的なエネルギー挙動を促進する無炭素エネルギー実務およびエネルギー効率化ソリューションを効果的に実施するためには、顧客ポートフォリオおよび地域の関与は重要な資産である。

これらの事業ラインの補足的性質は、脱炭素化エネルギーのバリュー・チェーン全体を網羅し、EDFグループのビジネスモデルの妥当性を示している。

CAP2030に明記されているEDFの戦略は、このビジネスモデルに根差しており、経済および環境パフォーマンスを重視し、エネルギー移行、研究開発（EDFグループの研究開発は、2020年末現在、世界に2,663人の従業員、世界中に300を超える学術および産業パートナーシップ（特にEDF R&Dと）、ならびに716の特許権を有するイノベーションを有し、エネルギー移行の課題に全力で取り組んでいる。）およびイノベーションを行う事業ラインを総動員する。これは、業務、技能および作業方法を常に適応させながらパフォーマンスを維持するよう求められる従業員の、人的資源に関する強い願望およびコミットメントによって支えられている。

（v） 当グループの変革

安全衛生、デジタル技術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。

新たな課題に対処し顧客、従業員およびすべての利害関係者の新たな期待に応えるため、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（まず公共調達から、次いでその他様々な使用に広がった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。この点に関して2020年に特筆すべきは、管理を変革したことの裏付けとして、内部移動性、およびリーダーになりたいという新たな願望を表明することについて当グループの支援を見直したことである。

変革プロセスは、特に、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）」（利害関係者のネットワークの調整メカニズム）に基づいている。

EDFグループは、数年前よりデジタル変革およびイノベーションにおける重点を戦略レベルに置いており、グループ内の組織および研修について徹底的な見直しを実施してきた。デジタル変革は、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。

その他のイニシアチブとしては、2019年、新しいデジタル職向けに社内アカデミーが創設された。2020年には、当社内での協調を強化し、健康危機により大規模に導入されたテレワークを容易にするため、利用センターによってデジタル資源および実務の公表を促進した。

当グループは、人工知能、ブロックチェーン、モノのインターネット（IoT）および5G通信等、機能横断型のテーマを任務とする事業ライン間チームを通じて技術イノベーションに取り組んでいる。

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た。第3次部

門（不動産、購入等）のデータののための第2施設を創設した。2020年、当グループは、この分野における進捗を加速させるためAIアンビションを採用した。イノベーション展示イベント「エレクトリック・デイズ（電気の日）」（パンデミックのためオンライン開催）において、EDFはオープンデータ・プラットフォームも発表した。

EDFのコミットメントを具体化するものとして、フランスの責任あるデジタル技術のための機関（*Institut du Numérique Responsable*）が策定した責任あるデジタル憲章に署名した。

EDFグループは、欧州の信頼できるクラウドの創設を促進するイニシアチブ、ガイアX（ガイアX－欧州データクラウド協会）の創設メンバーでもある。

EDFグループにとって、業績の改善は常に優先される。現在の経済および財務状況は、かかる改善の必要性をさらに高めている。当グループは、他社と同じ水準となるよう、原価管理を強化している。

その手法は、関係する対象（サポート部門、運営主体等）に応じて調整されており、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。

原子力部門において、2020年は、業界の質、専門知識および主要な原子力プロジェクトのガバナンスの向上を追求する「エクセル計画」が開始された年であった。（「第2 3（2）①（イ）エクセル計画」を参照。）

さらに、COVID-19危機から可能な限り多くの教訓を学ぼうと、下半期には、ロックダウン期間中に実施された新たな管理アプローチおよび労働慣行を定着させるための実験も開始された。

③ 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。

この目標を実現するためには、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」のリスク要因「1 B：規制環境の変化（ARENH、規制販売料金、環境規制、ESCおよび国家低炭素戦略（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において、特に下流事業およびサービス事業が1つの組織（ヴェール（緑））にグループ化され、分社化される可能性がある。ヴェールは、特にEDF RenewablesおよびEnedisの証券を保有することで、当グループの再生可能エネルギー事業および配電事業もカバーすることになる。親会社（「ブルー（青）」）として知られている。）は、ヴェールの株式資本の大部分の所有権および支配権を維持することを目指しており、残りは公募されることになる。フランス政府はブルーの過半数の株式を保有し、すべての原子力発電容量および火力発電容量をカバーすることになる。現在、EDFの水力発電事業の組織も見直されている。

現在、フランス政府と欧州委員会との間で、組織再編プロジェクトおよびそれに伴う規制の枠組み（「エルキュール」プロジェクトとして知られている。）について、未だに議論がなされている。これらの議論の結果を現段階で予測することはできない。いずれにしても、当グループは、「エルキュール」プロジェクトの実施により、EDFグループの統合的な性質を維持し、この統合的な取決めに保証するためのガバナンスを確保する方針である。

（2）当グループの事業の概要

① 発電事業

電力使用量の増加が見込まれることを背景に、当グループは、エネルギー構成に占める原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーの割合が高く、二酸化炭素排出量が最も少ない、世界最大級の発電所を有している。当グループは、フランス国内および世界各地で再生可能エネルギーの開発を大幅に加速し、2030年には60GW（純容量）を達成することを目標とし、一方で、断続的な再生可能エネルギーの発電量に応じて出力を調整可能な原子力発電所の基盤も築いている。また、当グループはEPRを用いて将来の原子力エネルギーに対しても備えている。

120.5GW 世界における設備容量 ⁽¹⁾	33.3GW 再生可能エネルギーの純容量	90% 脱炭素発電 ⁽²⁾

(1) 連結データ。

(2) 発電手段および燃料のライフサイクル・アセスメント（LCA）を除く、発電に関わる直接的な二酸化炭素排出量。

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。

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。

- ・ 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。資産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。
- ・ フランスでは56基（フェッセンハイムの2基の永久的な閉鎖後）、英国では15基の原子炉からなる標準化された原子力発電所。
- ・ 世界各地におけるEPR型原子炉の建設、および中国におけるEPR2基の運転。
- ・ 原子力発電所の設計、運転および廃炉等のライフサイクル全体の管理、ならびに発電所の技術的性能の向上および耐用年数の延長を目的とした取組みの実施。
- ・ 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（発電手段および燃料のライフサイクル・アセスメント（LCA）を除く、発電に関わる直接的な二酸化炭素排出量）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

2020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87.01GWの総設備容量を有するEDFは、主要欧州諸国における総発電容量の約7.5%を占める（主要欧州諸国とは、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）の35の加盟地域をいう。この計算は、2019年および2020年の統計が入手不能のため、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。

2020年、フランス本土におけるEDFの発電所の発電量は、揚水発電に係る水力発電量を除き382.8TWh、また揚水発電に係る水力発電量を含めて389TWhであった。

2020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。

- ・ 900MWから1,500MWまでの発電容量を有し、平均運転年数が35年である、加圧水型原子炉（PWR）型の56基の原子力ユニット（「第2 3（2）①（i）（ロ）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22年である（「第2 3（2）①（ii）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427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（iii）（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ÉS、SHEMAグループ（100%）、CERGAおよびRKI（ライン川流域、ドイツの電力会社であるEnBWと50%ずつの対等所有）、ならびにフランスおよびスイスの事業体であるChatelôtおよびEmonson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、2020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2020年末現在、当グループは、以下の事業体を通じて合計112.9TWhの発電を行う、33.5GWの発電設備容量も有している。

	設備容量 (単位:GW)	発電量 (単位:TWh)
EDF Renewables ⁽¹⁾	6.3	15.4
島部エネルギー・システムおよびPEI ⁽²⁾	2	5.7
EDF Energy ⁽³⁾	12.2	51.7
Edison ⁽⁴⁾	6.4	18.8
その他国外 ⁽⁵⁾	4.4	17.4
Dalkia ⁽⁶⁾	2.2	3.9
合計	33.5	112.9

(1) 「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。

- (2) 「第2 3 (2) ④ (iii) 島部エネルギー・システム」を参照。
 (3) 「第2 3 (2) ⑤ (i) 英国」を参照。
 (4) イタリア市場外の発電量を含む。「第2 3 (2) ⑤ (ii) イタリア」を参照。
 (5) 「第2 3 (2) ⑤ (iii) その他国外」を参照。
 (6) 「第2 3 (2) ⑥ (i) (イ) Dalkia」を参照。

(i) 原子力発電

(イ) エクセル計画

「エクセル」計画の目的は、フランスの原子力産業が最高水準の品質と卓越性を取り戻し、フランス、英国その他の国々において既存および将来の大規模プロジェクトを受注できるようにすることである。エクセル計画は、特にグラン・カレナージュ (Grand Carénage) の改修プロジェクトおよび関連する維持管理作業等の、既存の原子力発電所プログラムにもメリットがある。2020年10月、EDFグループおよび原子力業界は、2021年半ばまでに達成すべき25の新たなコミットメントを、5つの優先作業分野にわたって発表した。

- ・最先端プロジェクトの管理：主要な「新たな原子力」プロジェクトの検査を実施し、重要な段階ごとの成熟度を確認する。
- ・特に「フランス・ルランス (フランス復興)」の支援を受けて、2019年から2022年の間に21,000人の専門家を採用する等の、フランスの原子力産業の技術力向上。
- ・「最初から正しい方法で」製造および建設を行うというコンプライアンスの保証：Framatomeで実施された「卓越した品質」計画と並行して、業界の全発電所で「欠陥ゼロ」の達成を目指したエクセル計画が展開される。
- ・より分かりやすく、結果を重視した契約に基づく供給業者との関係：業界を統合するために、「フランス・ルランス」と合わせて取組みが行われている。
- ・費用およびリードタイムを確保するための、標準化と複製による品質および安全性の強化。

技能および品質に関する具体的な課題を考慮して、「溶接計画」が策定された。これは、原子力産業の現場で働く溶接工の訓練および資格認定のための仕組みである。

(ロ) 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、2020年において、揚水発電量を除くEDFの総発電量の87.6%であった。

(a) フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営

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、稼働中の32基からなる900MW系列 (総発電容量29,010MW)
- ・平均運転年数が32年、稼働中の20基からなる1,300MW系列 (総発電容量26,370MW)
- ・平均運転年数が20年、稼働中の4基からなる最新型のN4系列 (総発電容量5,990MW)

合計56基がEDFの所有する18か所の異なる施設で稼働中であり (2020年における、フェッセンハイムの900MWのユニット2基の永久的な閉鎖後)、2020年12月31日現在、これらの認可された合計容量は61,370MWである。平均使用年数が約35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。

2020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
ビュジョイ2	1979	2010	VD4(*)	クリュアス3	1984	2014	VD4
ビュジョイ3	1979	2013	VD4	クリュアス4	1985	2016	VD4
ビュジョイ4	1979	2011	VD4	シノンB3	1987	2020	VD4
ビュジョイ5	1980	2011	VD4	シノンB4	1988	2020	VD4
ダンピエール1	1980	2011	VD4	パリュエル1	1985	2016	VD4
グラブリンヌ1	1980	2011	VD4	パリュエル2	1985	2018	VD4
グラブリンヌ2	1980	2013	VD4	パリュエル3	1986	2017	VD4
トリカスタン1	1980	2019	VD5	パリュエル4	1986	2019	VD4
トリカスタン2	1980	2011	VD4	サンタルバン1	1986	2017	VD4

ダンピエール2	1981	2012	VD4	フラマンビル1	1986	2018	VD4
ダンピエール3	1981	2013	VD4	サンタルバン2	1987	2018	VD4
ダンピエール4	1981	2014	VD4	フラマンビル2	1987	2020	VD4
トリカスタン3	1981	2012	VD4	カットノン1	1987	2016	VD4
トリカスタン4	1981	2014	VD4	カットノン2	1988	2018	VD4
グラブリンヌ3	1981	2012	VD4	ノジャン1	1988	2019	VD4
グラブリンヌ4	1981	2014	VD4	ベルヴィル1	1988	2010	VD3(*)
ブライエ1	1981	2012	VD4	ベルヴィル2	1989	2019	VD4
ブライエ2	1983	2013	VD4	ノジャン2	1989	2020	VD4
ブライエ3	1983	2015	VD4	パンリー1	1990	2011	VD3
ブライエ4	1983	2015	VD4	カットノン3	1991	2011	VD3
サンローラン1	1983	2015	VD4	ゴルフシュ1	1991	2012	VD3
サンローラン2	1983	2013	VD4	カットノン4	1992	2013	VD3
シノンB1	1984	2013	VD4	パンリー2	1992	2014	VD3
クリュアス1	1984	2015	VD4	ゴルフシュ2	1994	2014	VD3
シノンB2	1984	2016	VD4	ショーB1	2000	2020	VD3
クリュアス2	1984	2018	VD4	ショーB2	2000	2019	VD3
グラブリンヌ5	1985	2017	VD4	シボー1	2002	2011	VD2
グラブリンヌ6	1985	2018	VD4	シボー2	2002	2012	VD2

(*) ビュジョイ2の4回目の10年点検およびベルヴィル1の3回目の10年点検は、2021年初めに完了した。

2020年末現在、稼働中の900MWの全ユニットが3回目の10年点検を受けた。シノンB3およびシノンB4のユニットの点検は、2020年に完了した。2019年には、1件目の4回目の10年点検がトリカスタン1において成功裏に実施された。2件目は、2020年にビュジョイ2において実施された（2021年初めに完了した。）。

1,300MWの発電所については、3回目の10年点検が13件実施され、そのうち1件の3回目の10年点検は、2020年末時点においても進行中であった（ベルヴィル1、2021年初めに完了）。6件の点検はまだ実施されていない。

N4系列では、2回目の10年点検がショー1およびショー2の2件実施され、他の2件（シボー）は保留中である。

EDFの第1世代設計の発電所は徐々に停止され、現在は廃炉にされつつある。フェッセンハイム発電所も、2020年に閉鎖された（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題－原子力発電所の廃炉」を参照。）。

規制上の通知

基礎原子力施設（BNF）に適用される規制

BNFの建設は、フランス環境法に規定される手続が完了した後、原子力安全当局（ASN）と協議後にフランスの首相が公布した命令によって、また原子力安全担当大臣が作成した報告書に基づいて、許認可がなされる。BNFの稼働開始に係る許認可は、フランス環境法に規定される手続が完了した後にASNにより付与される。基礎原子力施設に適用される一般的な規則は、その他の問題の中でも、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。

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。

2020年12月31日現在、EDFの発電所には、以下の欧州のエネルギー会社との契約に関与する10基の発電ユニット（最大1GW）が存在する。

- ・EnBW（5%）と共同所有するカットノン1－2
- ・Électricité de Laufenbourg（Axpog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%）

原子力発電所の操業

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

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、以下の区分のとおり（2020年末現在）、12か月および18か月の発電サイクルを採用している。

- ・28基の900MW系列の運転サイクルは約12か月である。
- ・4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40日間である。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。このタイプの停止期間には、維持管理または定期的な検査が行われる場合がある。
- ・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。2020年2月、EDFは、2016年から2019年にかけて観測された産業の実態を考慮して、予測供給停止期間を上方修正した。）は約85日間である。

10年ごとに、10年点検（フランス環境法第L.593-18条に基づく。）の実施のために、発電所は平均で180日間の期間中（特殊な場合または極端な場合を除く「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。

各10年点検の終了時に、ASNは原子炉の再稼働に合意する必要があるとあり、関連する技術面での提言を行う場合がある。

規制上の通知

原子力安全当局（ASN）

原子力安全当局（ASN）は、フランスにおける原子力の安全性の管理および放射線防護ならびにこれらの事項についての情報公開に貢献する、独立した監督機関である。

ASNの活動は、以下の主な任務を中心に行われている。

- ・法案の作成、命令案および省令案に関する政府への意見の提供ならびに技術的な性質を持つ規制ルールへの作成に対する貢献。
- ・基礎原子力施設（BNF）に関するすべての個別の許認可申請の検討。ASNは、建設および廃炉等の主要な基礎原子力施設の許認可以外の許認可を付与する。
- ・特に（発電所の継続的な運転に義務付けられている）通常のコンプライアンス・チェックおよび安全性の検査の際に行われる、規制上の計画に沿って抜き打ちで実施される現場での施設の点検。
- ・フランスにおける原子力の安全性および放射線防護の状況についての情報公開。
- ・最後に、ASNは緊急時において、事業者による設置作業の実施を確実にするために、操業の管理を行う。ASNは状況について情報公開を行い、政府を支援する。具体的にASNは、市民の安全性に関する措置について、関係当局に勧告を行う。

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

2020年の原子力発電所による発電量は335.4TWhであって、2019年の発電量から44.1TWh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ことで得られる（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

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

2020年において、Kp係数は2019年（68.6%）からわずかに減少して61.65%となった。これは、Kdが2019年（74.0%）から減少して71.9%であったこと、またKuも2019年（92.7%）から減少して85.7%であったことの結果である。

COVID-19の健康危機は、情報システムのログに記録されているとおり、2020年の原子力発電量に測定可能かつ定量的な影響を与えた。この影響には、重要な作業現場の停止や中断、ユニットの出力の追加調整、操業停止スケジュールの再調整等の様々なものがある。

稼働中のユニットについては、発電量への影響が即時的または短期的なものであるため、活動への影響は測定可能である。

しかしながら、ユニットの操業停止については、測定可能な影響に加えて、直接定量化できない様々な原因が発電量に影響を及ぼした。これらの様々な原因には、主に、活動の停滞（フロー管理、健康安全対策、難所等）および人的資源の減少（陽性症例、接触例、救急隊の休息時間等）の2種類である。

要約すれば、COVID-19に関する2020年の発電量へのマイナスの影響は約33TWhと推定される。健康危機の影響の他に、2020年の発電量の2019年からの減少は、フェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖に加えて、以下の理由によるものである。

- ・フラマンビル2（10年点検）およびパリュエル2（再装荷のための単純な操業停止（SRS））の操業停止は、大きな技術的問題のため、2020年のキャンペーン期間中も継続された。2020年末および2021年初め（2020年12月14日および2021年1月17日）に、それぞれ702日および449日の停止期間を経て、この2基が送電網に復帰した。
- ・ビュジョイ2およびビュジョイ3の共用放射性廃液回収タンクにおける重大な技術的問題により、ビュジョイ2の10年点検が延長され、3号機は操業が停止（およびSRSが延長）された。

- ・ 例外的な事故および大規模な不測事態（フラマンビル1のディーゼル（10TWh）、カットノン1送電所（1.1TWh））。
フラマンビル1の偶発的な損失を除くと、「稼働中のユニット」の偶発的な損失は2016年以来で最高の結果となった（3.2%）。
また、ムーズ川の水位が低かったため、ショー発電所で発電損失が発生した。
ユニットの操業停止中に達成されたパフォーマンスは、全体として、年末における結果は前年と同等であったが、2020年3月以降の健康危機を背景に達成されたものである。
- ・ 2020年のキャンペーンに向けた操業停止のスケジュールは、健康危機の影響で大幅に変更され、作業プログラムの大幅な調整が必要となり、準備にも支障をきたした。
- ・ 特にカットノン2、シボー1、クリュアス3、ブライエ3およびグラブリンヌ6の部分点検、ならびにシノンB4の10年点検等の一部の操業停止期間が、50日を超えて延長された。一部は最初のロックダウンから開始されたこれらの操業停止において、重大な問題が発生した（カットノン2のディーゼル発電機、シボー1のASGポンプ（蒸気発生器のバックアップ用補助電源）、およびシノンB4のRRAの熱交換器（原子炉停止時冷却回路）等）。
- ・ 2020年のキャンペーンで最も注目すべきパフォーマンスは、27.2日で完了したダンピエール3のSRSである。この期間は、2014年以来で当該発電所の最高のパフォーマンスである。また、トリカスタン1のSRSが35.6日で完了したことも注目に値する。より重要な操業停止に関しては、ノジャン2の10年点検およびトリカスタン4の部分点検が成功したことが挙げられる。
発電量水準を確保するために実施された事業計画により、2020年／2021年の冬期に十分な発電量水準を確保することができたことも注目に値する。

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、原子力安全、セキュリティおよび環境保護に関して最善の状態に40年を優に超えて稼働させることであり（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題」を参照。）、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。

2015年1月22日、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改装し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せばその稼働を継続させることを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）について原則的に承認した。このプログラムには、福島第一原子力発電所事故後に認識された、安全性の向上策が追加されている。

この産業プログラムは、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、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特別な手続を遵守した上で、徐々に実施されている。

当初の投資額は、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55十億ユーロ（2013年）（ユーロ時価で60十億ユーロ）であり（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。）、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た。

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2020年への繰上げも考慮された。

2020年、EDFは、グラン・カレナージュ（Grand Carénage）改修プログラムの2014年から2025年の期間における費用を、49.4十億ユーロ（ユーロ時価）に再調整した（2020年10月29日付プレスリリース「EDFがグラン・カレナージュ（Grand Carénage）改修プログラムの費用を再調整」を参照。）。この新たな見積もりの大部分は、2021年2月23日付のASNの決定で終了した900MWの原子炉の第4回定期再審査における調査プロセスから得られた、実施すべき作業のための最初の教訓を盛り込んだものである。これには、安全水準の向上を目的とした、当初予定されていなかった調査、変更および追加設備が含まれている。また、過年度の経験に基づき、計画されている維持管理のための操業停止（10年点検および部分点検）の計画期間を見直し、2020年に推定された健康危機の影響を、2020年から2022年に適用することも含まれている（これには、その後のロックダウンまたは活動に影響を与えるその他の制限措置は含まれない。）。

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。

2020年末までには、以下の作業が行われた。

- ・交流発電機の固定子の改修プログラムが完了した（改修済みユニット49基）。
- ・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144個の主要な変圧器のボール（すなわち約83%）が修復された。
- ・900MW系列の32基のユニットのうち、27基において蒸気発生器が交換された。

また、2020年12月31日時点で、非常用ディーゼル発電機56基のうち55基が稼働開始した。56基目のパリュエル1は、2021年2月に稼働開始した。

産業上の取組みは、2025年以降も、今後の10年点検が行われる際に、継続して行われる予定である。このため、資本支出は2025年以降も高水準で推移する見込みである。

（b）環境、原子力の安全性および放射線防護

環境保護

EDFの環境手続は数か所の発電所について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。これは、ISO 14001認証のSME環境管理システムに沿ったものである。

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）（ロ）（c）A 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）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題—原子力発電所の廃炉」を参照のこと。

継続的な原子力安全対策

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。

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。
- ・標準設備に関する経験の集積を基礎とする。
- ・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組みを組み入れる。
- ・故障の発生を見越し、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。

規制上の通知

原子力分野の透明性

フランス環境法には、市民が信頼できるアクセス可能な情報を知る権利を保証することを目的として、原子力分野の情報を知る権利に関する特定の規定が盛り込まれている。特に基礎原子力施設の事業者は、施設の操業に伴って生じた、フランス環境法第L.593-1条において言及される利益（すなわち市民の健康および安全性ならびに／または自然および環境の保護）を害する可能性のある事故および事件を報告し、かかる報告をASNおよび関連監督機関に対して速やかに行わなければならない。

また、その他の当局も原子力分野の透明性に貢献している。かかる当局には、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* またはHCTISN）ならびに1つまたは複数の基礎原子力施設を抱える発電所に対して組織された地域の情報委員会が含まれる。

制御システム

原子力の安全性は内的小および外的な数多くの制御を受ける。

- ・例えば、4年に一度、EDFは、各原子力発電所に対して、3週間にわたって約30人の調査官が関与する総合的な安全性評価を行う。また、EDFの会長兼CEOに直属し、会長兼CEOにより指名された原子力安全・放射線防護総括監査官は、原子力産業の従業員と話し合いを行い、毎年原子力発電所の総合的な安全性に係る意見を表明し、当社の経営陣に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、20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。2020年における件数は、原子力発電所全体で合計14回となった（歴史的な新記録となる。）。

- ・フランス国内では、安全性はASNによって以下のとおり制御されている。
 - －ASNが実施する、予定されたまたは抜き打ちの施設の点検（2020年にはEDFのすべての原子力施設において約450件の点検）
 - －原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則を考慮して、かかる発電所における適用規則の遵守を強化し、またかかる発電所が環境および公衆衛生に及ぼしうるリスクの評価を更新するための定期的な（10年）見直しプロセス。かかる目標はその遵守の監視を行うASNによって設定され、EDFはこれらの目標に合致する解決策を提案し、ASNの承認を得た後にこれを実施する（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」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）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題」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。2020年には、IAEAがCOVID-19の健康危機を理由にパリュエルでの実施を2021年9月まで延期することを決定したため、OSARTは実施されなかった。
 - －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。2020年には、2件のフォローアップ（ピア・レビュー監査で出された勧告（監査報告書に詳述される。）に関連するフォローアップ・ミッション）のミッション（当社のDPNおよびシボー）、ならびに4件のピア・レビュー（サンローラン、グラブリンヌ、パンリーおよびゴルフシュ）が実施された。

警告システム

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

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

さらなる効率性を提供するために、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。2020年には、10回の全国レベルの実習が開催された（CGNの事業者（中国）およびESKOM（南アフリカ）を支援する、2回の実習を含む。）。

2011年3月の福島第一原子力発電所事故を受けた初期的分析の後、EDFは、大きな問題の生じた敷地に対する物質的支援および人的支援を迅速に提供することを可能にする全国的なチームとともに、危機管理組織を補完することを決定した。原子力事故即応部隊（FARN）と呼ばれるこのシステムは、シボー、パリュエル、ダンピエールおよびビュジョイに所在する拠点において、多くのシミュレーション実習を実施し、問題の生じている施設のユニットに送ることができる。FARNは、1つの施設において6つのユニットへ同時に対応することが可能である。

安全性に関する重大事象

原子力施設の運転時の安全性は、当初の設計段階から考慮され、従業員のモチベーション向上のための方針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。

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。

2019年と同様、2020年においても、安全性または放射線防護に関する重大事象は、フランスでは記録されなかった。EDFのフランスにおける原子力発電部門は、フランスにおいて、2019年に申告された762件から改善し、736件の重大安全性事象（SSE）を申告した。レベル2のSSEは1件のみ（2019年は3件）、レベル1のSSEは83件（2019年は86件）が申告された。

自動的操業停止回数（ART）は大幅に改善し、12か月の周期で原子炉1基当たり0.24回のART（2019年は0.53回、2018年は0.31回、2017年は0.38回）となった。

2020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。

2020年、平均集団線量は、原子炉1基当たり0.61人・シーベルトである。個人の平均線量（EDFおよび請負業者）は1mSv未満（0.91mSv）を維持した。1時間当たりの線量は年間を通じて安定しており、管理区域内での作業1時間当たりの線量は5.45μSvで、発電所においてこれまでで2番目に低い値を達成した。

EDFは、稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量を増加させつつ集団線量を制限するために、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）方針を積極的に実施している。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、2020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。

規制上の通知

放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人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1mSvと規定している。

電離放射線の危険からの従業員保護に関するフランスの規制は、フランス労働法によって統制され、被曝する可能性が高い従業員の雇用主の様々な義務について規定している。

(c) 原子力事業に固有の課題

A 核燃料サイクルおよび関連する問題

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に相当する。
- ・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）：中間プール貯蔵、使用済燃料の再処理、放射性廃棄物の調整、再使用可能な原料のリサイクル、および貯蔵前における処理廃棄物の中間貯蔵

EDFは、燃料サイクルのすべての業務を調整する。一般的に、上流部門および下流部門の業務は、複数年契約に基づき、通常は請負業者または供給業者により行われている。EDFは、原材料の大部分をウラン濃縮物（ U_3O_8 ）として取得しており、その精巧な製品への転換（フッ素化、濃縮および製造）は産業事業者がサービス契約に基づき実施する。EDFはほとんどの場合において、所有者として中核サイクルの業務を提供し、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。）。

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。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。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。

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は世界原子力協会（WNA）と協力して生み出した方法に基づいた鉱山の監査を実施している。

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、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。

2020年にフラマンビル3のEPR原子炉向けの最初の燃料集合体が搬入され、2021年においても継続して搬入される。

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。

下流部門

規制上の通知

廃棄物の生産者として、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。

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。

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

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MOX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。

PNGMDR第5版（放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画）を視野に入れて、フランス公開討議委員会（*Commission nationale du débat public*）が、2019年4月17日から9月25日まで討議会を開催した。この公開討議および関連討議の終了を考慮して、EDFは、建設許可申請のスケジュールを延期した。この討議の後、PNGMDRの委託機関である環境連帯移行省およびASNは、2020年2月21日付の決定により調査結果を発表し、特に「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（VLLW）の管理に適用される規制の枠組みの変更」について言及した。

この第5版の準備の一環として、2020年9月21日、環境連帯移行省は、フランス公開討議委員会によって任命された独立した保証人によって監督される、2021年3月8日までの公開討議後の協議を開始した。

これとは別に、環境連帯移行省は、VLLWの管理に適用される規制の変更について、2021年1月4日から2月4日までの公開協議を開始した。これは、溶融および除染後の極低レベル放射性金属廃棄物を、ケースバイケースで再処理および再利用することを視野に入れ、対象を絞った例外について新たな選択肢を可能にすることを目的としたものである。

安全オプション・ファイル（DOS）の審査が肯定的であったことと、2019年7月23日にASNが出した意見を受けて、EDFは現在、プロジェクトを推進し、その建設地を提案し、関連する公開協議プロジェクトに従事するために必要な基盤を得ている。この協議を経て、EDFは、当該施設の建設許可申請を行うことができる。EDFは現在、当該建設地における作業実施を経て、Oranoの工業用地に近いラアグ（マンシュ県）における立地を希望している。EDFは、2022年末までに建設許可申請を行い、2034年に施設を稼働させるために、2021年初めにフランス公開討議委員会に働きかけを行ってこのプロジェクトを推進する計画である。

より全般的に、PNGMDRに関しては、2020年に次期計画の主要テーマの戦略的方向性を決定するための、複数当事者による作業部会（オリエンテーション委員会）が結成された。公開討議後の協議は、これらの方向性に関する作業に関連するものである。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

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

使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関する2008年から2040年までの期間のEDFとOranoとの関係は、2008年12月19日に締結された枠組み合意により構築された。2016年2月、EDFとOranoは、2016年から2023年の期間を対象とした実施契約および関連するMOX集合体の供給契約を締結した。

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は、ANDRAの*Centre industriel de stockage géologique*（Cigéo）プロジェクトの一環として現在想定されている深い地層中での貯蔵の実施を待つ間、ラアグの専用施設において一時的に貯蔵

される。Cigéoプロジェクトもまた、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射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号により、将来世代に負担を負わせることなくこの種類の廃棄物を管理するための安全な長期的な解決方法として、深地層貯蔵の方針が採用された。

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

可逆的深層貯蔵施設の創設の詳細を規定する2016年7月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、2021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、設計に関する研究ならびに充当作業および最適化作業を継続している。公益申告申請のための書類は、ANDRAが2020年8月に公的機関に提出した。

ANDRAのベースラインのスケジュールでは、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。なお、この時期が数年遅れたとしても、当社の当該廃棄物を事前に貯蔵しておく能力や現在価値における引当金の金額には大きな影響はない。

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より歴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。このことについては、発電事業者およびANDRAの4者による研究プログラムが既に進行中である。

Cigéoの詳細設計の研究は、現在ANDRAにて最終化過程にある。詳細設計審査は、DGEC（フランス気象エネルギー総局）の要請により、独立した専門家グループによって行われ、2020年10月にその結果が報告された。ANDRAが提出した書類に対してほぼ肯定的な意見を述べた一方で、詳細設計研究の最終化および建設許可申請ファイルに向けて一定の提言を行い、EDF、Oranoおよびフランス原子力・代替エネルギー庁（*Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives* (CEA)）の間でこの作業をより緊密に連携して行うことを求めた。

Cigéoの課税状況については、フランスの2021年予算法第127条により、2000年予算法第43条に基づくBNFの課税体制が変更され、通常法律に基づく課税ではなく、貯蔵税に基づいて課税されることとなった。関連する規定はまだ政府によって定義されておらず、枠組み化もされていない。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（黒鉛および処理済廃棄物）は、旧NUGG原子炉の廃炉により生じる（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題—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、ASNの意見を得るために提出した。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。

2016年から2018年にかけて実施された作業を受けて発表された、LLW-LLの管理に関連する研究に対する2020年8月6日付ASN意見第2020-AV-0357号、および計画第5版の現在の策定段階においてPNGMDRの委託機関が提案した方向性は、この特定の廃棄物の管理戦略の統合を可能にするための次の段階の正確なスケジュールを提案している。

これらは、2023年までに以下の事項を実施することを明記するものである。

- ・ANDRAによるいくつかのベースライン管理シナリオの定義。これらはPNGMDRの作業部会に提示され、オーブ県の貯蔵センター、分散型貯蔵、シレス（VLLW貯蔵センター）等の既存のオプションの使用や、追加コンセプトの必要性を含む、想定される管理オプションを明らかにするためのものである。
- ・ヴォンドゥーヴル＝スーレヌの用地に関して当該機関が提案する廃棄物インベントリについて、LLW-LL貯蔵のために選択された技術上および安全上のオプションを示す文書（要約予備草案に相当する成熟度を有するもの）の作成。この文書を作成

するにあたり、ANDRAは、廃棄物の種類に合わせて独立したユニットを建設し異なる廃棄物群に適したキャンペーンを実施することによって、当該貯蔵施設の建設が遅延する可能性を考慮する。

また、この管理スキームを適用して新たな貯蔵場が想定される場合には、ANDRAは貯蔵用地の特定手続を開始し、そのための実現可能性調査を実施し、その後、これらの用地のための設計研究を行うことが示されている。この管理オプションがヴォンドゥーヴル＝スーレスの現地当局の貯蔵施設で承認された場合、ANDRAは、安全オプション・ファイルに関する報告書に対するASNの意見から5年後（すなわち2028年頃）に、詳細な予備草案に相当する成熟度を有する、LLW-LL貯蔵場の建設に関する安全オプション・ファイルを提出する。

この手続において、廃棄物除去施設が利用可能になる時期についてまだ明確な見通しは立っていないものの、2022年から2023年にかけて、想定される管理ソリューションに関してANDRAから情報を得ることができ、鉛原子炉の黒鉛については、2つの主要なオプション（LLW-LLまたはオーブ県の貯蔵施設（CSA））を維持しつつ、原子炉からの黒鉛ブロックを搬出する時期に合わせてこれらを実施することが可能になる。現在、2040年頃に搬出されるシノンA2からの最初の黒鉛パイルに関する規定においてモデル化されているシナリオでは、CSAでの貯蔵が想定されている。また、シノンでの中間貯蔵施設の建設のリスクも考慮されている。すべての規定において、モジュール式の地下LLW-LL貯蔵施設に直接貯蔵するというシナリオも含まれている。

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

短寿命超低レベル廃棄物、短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂等）は、原子力施設の稼働およびそれらがのれき（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が運営するスーレス貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センターの地上部分において貯蔵される。

体積を最小限に抑えるため、一部の廃棄物は、Cyclife France（現在、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、持株会社「Cyclife」が設立された。この目的は、最近取得された資産をグループ化し、廃棄物処理および廃炉に関する当グループの対内および対外の事業の展開を確立することである。このために、2019年には、子会社であるCyclife EngineeringならびにGraphitech（EDFおよびVeoliaによる共同出資）が設立された。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。

2020年9月30日現在、Cyclife Holdingは、廃炉および廃棄物処理に使用されるツールやデジタル・シミュレーションに特化したCyclife Digital Solutionsの84.6%の株式も保有している。

さらに、PNGMDRの公開討議の後、環境連帯移行省およびASN（PNGMDRの委託機関）が「極低レベル廃棄物（VLLW）の管理に適用されるフランスの規制枠組みの変更」に取り組むよう共同で決定したことを受けて、EDFは産業基盤の開発を継続しており、特にフランス国内外の廃炉により生じる金属VLLWの処理・再利用のために、切断・熔融施設を含む「テクノセンター」の計画に取り組んでいる。

またEDFは、放射性廃棄物の管理および廃炉という2つのテーマについて、独自の研究開発活動と、パートナーのネットワーク（原子力事業者、製造業者、零細企業および中小企業、ならびに機関および学術関係者）との研究開発を行っている。EDFはこれらの分野のリーダーとして認知されており、廃棄物管理および廃炉のプロジェクトのパフォーマンスを向上させ、専門知識を深め、国際的なベストプラクティスの開発および実施に貢献するため、7つの欧州連合プロジェクトに参加している。

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（2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15を参照。）。

B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題

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。
- ・主に日本の福島第一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年を超える継続した稼働

福島第一原子力発電所事故後の追加安全評価（ASA）

日本における福島第一原子力発電所事故を踏まえ、2011年9月15日に、EDFは、ASNの要請により、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った。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年代の終わりからフランスで実施されている定期審査により、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）（ロ）（b）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、福島第一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。

EDFの産業戦略は、3回目の10年点検および福島第一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、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年度上半期、フランスの900MWの原子力発電所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。2016年7月28日、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、2016年1月1日より40年から50年に延長することを承認したが、これは、当該原子力ユニットごとにEDFが提案した措置に対するASNの見解に影響を与えるものではない。

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（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営—フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム」を参照。）。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。

2021年2月23日、ASNは、900MWの原子炉を、4回目の定期点検以降も継続して操業するための条件について決定を下した。ASNは「EDFが提示した措置およびEDFによる提言を組み合わせることで、900MWの原子炉を4回目の定期再検査から10年間継続して操業する道が開かれたと判断した」としている。

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。

900MWユニットの耐用年数の延長は、2019年から2023年および2024年から2028年に関する複数年にわたるエネルギー計画に従って実施される予定である。

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）の償却期間は、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。

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。

規制上の通知

原子力施設の廃炉に適用される規制

基礎原子力施設の廃炉は、ASNからの意見が発表され、公的な調査が完了した後に、命令が下される。かかる命令は、廃炉の特徴、廃炉の完了までの時間枠および（適用あれば）廃炉後に事業者課せられる業務を決定する。

2001年以降EDFによって採用されている基準シナリオは、容認可能な経済条件で行われた、また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II（第L.593-25条を参照。）に規定される原則に基づいた最終的な閉鎖の後、「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には、以下のものが含まれる。

- ・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な閉鎖宣言。
- ・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との主要な進捗状況の点検。
- ・最終的には、作業および最終的な閉鎖の完了後、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

永久的な操業停止となっている当該発電所は、ブレンリスにおける重水炉（HWR）1基、高速中性子炉（FNR）1基、スーパーフェニックス、当該産業における、ビュジョイ、サンローランおよびシノンに所在する天然ウラン黒鉛ガス原子炉（NUGG）6基、ならびに加圧水型原子炉（PWR）3基（ショーAの1基およびフェッセンハイム）である。

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。

EDFは、加圧水型原子炉の廃炉に15年の期間を予定している。

最終的に操業停止したEDFの従来型の第1世代ユニット9基の廃炉（「第1世代」プログラム）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。2020年に操業停止したフェッセンハイムの原子炉2基の廃炉により、380,000トンの廃棄物が発生するが、そのうち95%は非放射性廃棄物となる。

短寿命VLLWおよびLILWの除去に係る既存の方法は、2020年7月30日にASNから稼働が承認された、ビュジョイに所在する、操業および廃炉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（*Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés*（ICEDA））によって補完されている。

廃炉に伴う廃棄物を処理するためのスキームには、依然としてLLW-LL貯蔵施設の建設を含める必要がある（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）A 核燃料サイクルおよび関連する問題」のLLW-LLに関する記載を参照。）。さらに、NUGG発電所の新たな廃炉スケジュールにおいては、最終的な処分ルートが利用可能となるまで（2044年に黒鉛の初回搬出が行われる。）、サンローランの貯蔵施設にLLW-LLライナー用貯蔵施設を建設することが規定されている。

2020年はCOVID-19の健康危機の影響を受け、進行中のすべての廃炉作業が、3か月間から4か月間停止した（これらのプロジェクトのクリティカルパスに対する影響の程度は様々である。）。

ショーA：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。しかしながら、ロックダウン期間中に現場が中断したことで有機物が大量に発生し、3月から7月にかけてプールの濁りが悪化した。そのため、新たに煩雑な処理を行う必要が生じ、内部の部品の切断作業をさらに中断することとなった。このプロジェクトのクリティカルパスの遅延は、15か月から18か月と推定される。

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。この構造により、プール水の効率的な処理が困難になっている。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、材料の搬入および搬出、ならびに廃液処理が他の既存のPWR発電所よりも困難であることを意味している。

クレイ・マルヴィル：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遠隔切断作業を継続し、2020年6月には原子炉容器内部の部品の廃炉を開始した。

ブレンリス：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は当該施設の廃炉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）。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、2020年末までに完了した。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。最終検査の後、当該地域を従来の区域として再登録するための廃炉作業が行われた。同時に、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、廃炉申請書類（2018年に提出）の審査も進められており、2021年末には公開調査が予定されている。

NUGG：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。この代替案では、新たな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、容器の廃炉作業が延長され（当初の予定の10年が、約25年）、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となった。第1世代の発電所廃炉の産業シナリオの更新（特にNUGG原子炉に関するもの）により、2015年12月31日時点で、引当金が590百万ユーロ増加した。

新たな廃炉戦略は、2016年3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。

NUGG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を2035年までに実施すること。一部作業は、従前のシナリオよりもいくらか前倒して進められる見込みである。

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

ASNは、2018年および2019年に、EDFが提出した書類を調査し、2019年7月11日から11月12日の間に一般に公開し協議に付した。これらの決定案では、「TTS」の鉛ユニットを除いて、2055年以降に作業を開始することが求められていた。これらの決定案を考慮して、2019年12月31日にNUGGの廃炉に関連する引当金が更新された。IRSNは、2019年10月18日の意見において「スケジュールは、以前の戦略の基礎となったものよりも、より現実的な時間枠に基づいている。最新の研究により、実施すべき作業の複雑性について、さらなる洞察が得られている」とした。

2020年3月17日に発表されたASNの決定により、各施設で今後5年から7年以内に完了させるべき作業および書類の規定的な枠組みが確立された。公開協議に付された前述の決定案とは異なり、今回の決定では、廃炉に関する書類の調査段階まで、作業スケジュールの問題が先送りされている。

しかしながら、ASNは、2020年3月13日付の本決定に添付されたカバーレターにおいて、EDFが「各原子炉を可能な限り短期間で廃炉にするという法的義務に鑑み」、作業完了までのスケジュールを大幅に短縮するよう試みるべきであると判断している。EDFは、産業用実証機および最初の原子炉で得られた結果に基づいて、スケジュールの定期的な見直しを実施することを確認した。

EDFは、子会社のGraphi techと連携して、2022年に提出される書類に、公開協議に付された決定案と同様のスケジュール（「TTS」の鉛ユニットを除く原子炉を2055年以降廃炉にすること）を盛り込むことが可能となるよう、スケジュールの最適化に取り組んでいる。これらの作業に沿って、かつ産業用実証機を用いたテストや最初の実際の作業からのさらなる情報がないため、2020年には、2020年12月末現在での推定引当金の評価に変更はなかった。

2020年11月20日、複雑なプロジェクトの運営に対するEDFの成熟度を検証するために設定されたASNの調査手続が完了した。黒鉛産業用実証機（DIG）およびシノンA2プロジェクトは、ASN、IRSNおよびDGECのメンバーで構成されたチームによって検査された。2021年2月18日、手順全体の実施方法、確認された強み、指摘された改善点に関してASNが満足していることが記載されたフォローアップ・レターの草案を受領した。すべての要求は現在検討中であり、3月上旬にASNと協議する予定である。

フランス財務総局（DG Trésor）およびDGECから2020年6月5日に受領した指示書に基づき、「現在永久的に操業停止している施設の廃炉に関する責任およびこれらの施設で生じた放射性廃棄物の管理」について、DGECから委任された外部監査が、2020年12月3日より6か月の暫定期間で開始された。この監査は、PWR技術を除いた旧式の操業停止施設（すなわち、スーパーフェニックス、ブレンリスおよびNUGG原子炉6基）を対象としている。

フェッセンハイム：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。

EDFは、環境連帯移行担当大臣および原子力安全当局に対して、2019年9月27日にはフェッセンハイムの原子炉2基の永久的な操業停止の申告を、2019年9月30日には当該発電所の運転許可の終了要請を送付した。この要請および申告の提出は、2019年9月27日にフランス政府およびEDFが、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を定めた覚書に署名したことを受けたものである。この許可を終了する2020年2月18日付のフランス命令に従い、原子炉1号機および2号機は、それぞれ2020年2月22日および2020年6月30日に永久的に操業停止した。

本覚書に基づき、補償には以下が含まれる。

- ・発電所閉鎖に伴う事前費用（運転停止後に係る費用、BNF税、廃炉費用および従業員の再雇用費用）に相当する初回の支払い。かかる支払いは、発電所閉鎖後4年間にわたって行われる。
- ・収益の損失（すなわち将来の発電量からの収益）に相当し、フェッセンハイム発電所の過去の発電量に基づき、原子力発電量の販売価格（特に観測された市場価格）に基づいて「事後的に」計算された、2041年までの事後支払い。

フランス政府は、固定部分の全額の支払いを進めることを決定し、その金額は370百万ユーロと評価された（2019年12月28日付の2020年フランス予算法第2019-1479号および2020年11月30日付の2020年フランス補正予算法第2020-1473号で定められた支払充当額）。この金額は、実際の運転停止後に係る費用、BNF税および従業員の再雇用費用に応じて、必要に応じて再調整される可能性がある。

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（Centrales Nucléaires en Participations SA）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。

2020年11月、2025年の廃炉作業を規定する命令を取得することを目指して、環境連帯移行担当大臣およびASNに対して廃炉に関する書類を提出し、これにより廃炉段階が実際に開始される。一方、PREDEMフェッセンハイムプロジェクトが、すべての廃炉手順（特定の設備およびサポート機能の永久閉鎖および撤去、燃料の搬出、一次回路の汚染除去等）を調整するために開始された。

廃炉費用および長期的な原子力コミットメントを満たすための資産

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（2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15を参照。）。廃炉作業の目標は、用地を原状回復し、産業利用を可能にすることである。

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（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.2.2「専用資産の戦略的配分および構成」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（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.3「EDFの長期原子力債務の填補率」を参照。）。

(ハ) 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。

(a) 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。EDFは、2021年度上半期に、ASNに対して稼働許可申請書の再更新版を提出する。同時提出予定の影響調査の全面更新も開始された。

2020年10月8日、ASNは、フランス環境法に基づき、2020年8月18日および19日の現地査察、ならびに2020年8月31日から9月21日までの認可案の公開協議を経て、フラマンビルEPRの原子炉用地への核燃料の搬入を認可した。また、ASNは、特定のろ過システムの効率テストを実施するために、放射性ガスを使用することを認可した。さらに、2020年10月15日には、フランス国防法（*code de la défense*）に基づき、保安防護担当高等弁務官（*Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité*（HFDS））が、同用地の核物質の保有、使用および移転を認可した。最初の燃料集合体は、2020年10月26日に用地に搬入された。

2020年3月25日付命令では、溶接修理を考慮に入れかつ柔軟性を残すために、認可命令（DAC）で指定された稼働期限が2024年4月11日まで延長された。

現場作業の進捗

2020年において特徴的であったのは以下の事項である。

- ・2019年9月21日から2020年2月17日までに、第2段階の温態機能試験（EAC2）が完了した。
- ・2020年5月23日から6月25日までに、原子炉容器開放機能テスト（EFCO）の未完了部分が完了した。
- ・2020年6月および7月に、計装制御部における供給停止が完了し、7月に電気の供給停止が開始された。
- ・主要二次回路における最初の7か所の溶接部の修理が開始され、そのうち5か所が年内に完了した。
- ・2020年9月9日、フラマンビル1および2とフラマンビル3との間の強化保護区域が、歩行者に対して開放された。
- ・燃料の搬入に必要なすべての事項を完了した。
- ・「火災」アクションプランの作成。
- ・貫通溶接部の修理に使用する遠隔操作ロボットの資格認定に向けた準備作業。
- ・2020年春に発生したCOVID-19の健康危機の、ロックダウン中における現場および遠隔操作での管理。2020年3月の最初のロックダウンでは、現場の監視および機器の保全を除き、作業が中断された。その結果、プロジェクトの中間利息を資産計上する会計処理は、2020年3月15日から7月1日の間、中断された。

高品質の機器の製造

2020年末までに、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。

原子炉容器

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

2020年、EDFは、運転中の容器上蓋の検査法の開発プロジェクトを中止した。このプロジェクトの目的は、この作業方法が産業的に実現可能である場合には、ASNに対して既存の上蓋を維持する提案を行うことであった。現在、このプロジェクトは、2024年末までに容器上蓋の交換を行うことに重点を置いており、新たな容器上蓋をFramatomeに発注している。

このため、代替の容器上蓋の製造に係る費用は、目標建設費用には含まれていない。さらに、この件に関してEDF、AREVA SA、AREVA NPおよびFramatomeが仲裁手続を行っている。

破断防止および主要二次回路の溶接における品質不具合

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

当該システムは、「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。

2018年4月10日（「EDFが、フラマンビルEPRの主要二次回路の一部の溶接における品質の不具合を発見、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、ASNに対して、当初包括的検査において、フラマンビルEPRの主要二次回路の配管の溶接の検査において品質の不具合を発見したこと（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。）に関連する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。）。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。このため、EDFは、2018年度第2四半期に、主要二次回路に関係す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「現状」の設計計算ファイルを提供することを提案した。

2019年4月9日および10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。

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の原子炉容器建屋の貫通溶接部8か所について、稼働前に破断防止基準書から逸脱した溶接部の補修を実施することを要請した（「フラマンビルEPR：EDF、原子力安全当局の決定を注視」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、2019年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。VVP（VVP：蒸気排出管回路）の貫通溶接部の修理に関してEDFが最終的に選択したシナリオは、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、遠隔制御ロボットの使用を含んでいる。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、貫通溶接部の修理に適したものでなければならない。2019年10月8日のEDF取締役会において、この貫通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。

現段階では、主要二次回路（Circuit Secondaire Principal（CSP））、蒸気発生器の給水管（ARE）、蒸気発生器の蒸気排出管（VVP）など、合計で約100か所の溶接部を修理している。現段階では、貫通溶接部の修理が、クリティカルパスにおける重要な課題の1つとなっている。しかしながら、他の溶接部の修理作業および作業現場で行われている他の活動も、スケジュールおよび原子炉完成時の目標費用にさらなるリスクをもたらしている。

ASNによる、貫通溶接部の修理のために遠隔制御ロボットを使用する手順全体に対する承認の最終決定は延期されており、現在は2021年度第1四半期になると予想されている。VVPの貫通溶接部修理の開始は、この決定に従うことになる。しかしながら、関連する配管の撤去作業は2020年末に開始された。この作業パッケージは、EPR作業場を目標スケジュール内で完成させるためのクリティカルパスの1つである。2021年度下半期末の作業開始を目標に、ARE貫通部の修理プロセスの認定が行われている。このプロセスは、VVP貫通部の修理に使用されたプロセスを流用したものである。

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継続されている。ASNは、2020年7月に、5か所の溶接部からなる第1バッチの修理に同意し、11月には2か所の溶接部からなる第2バッチの修理に同意した。第1バッチの5か所の溶接部の修理は成功し、第2バッチの2か所の溶接部の修理については2021年初めに点検が行われた。

さらに、2020年6月2日、ASNは、EDFに対し、主要一次回路（Circuit Primaire Principal（CPP））の新たな検査の実施を依頼した。EDFは、2回目のX線検査の実施対象となる、CPPの全溶接部の典型となる溶接部のサンプルを作成した。この作業は2021年2月24日に開始され、2021年度下半期まで続けられる予定である。この再検査プログラムは、ASN認定の請負業者によって監視されている。EDFは、これとは別に、2021年3月2日、ASNに対して重要事象を宣言した。これは、主要一次回路に3つの分岐接続（補助回路を一次回路に接続する分岐接続）を設置することに関して、2006年の調査参照事項の検討が不完全であったことに関するものである。現在、EDFおよびFramatomeのエンジニアリング・チームは、ASNに対する文書や修正措置を特定して提案するための調査を行っているが、現段階ではスケジュールまたは費用への影響は確認されていない。

稼働スケジュールおよび建設費用

当グループは、2019年10月9日（「フラマンビルEPR：EDFは主要二次回路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、スケジュールと見積建設費用を調整した」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。EDFは、2019年10月9日付プレスリリースにおいて、貫通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（ASNによるこのシナリオの承認日より左右される。）において、燃料装荷の実施は2022年末とし、建設費用の再見積額は、中間利息を除いて12.4十億ユーロ（ユーロ（2015年））となることを明記した。かかる除外された中間利息は、2020年12月31日現在の財務諸表において3,291百万ユーロ計上されている。前回見積りの1.5十億ユーロ（2015年）に関連する追加費用のほとんどは、投資ではなく、「その他の収益および費用」（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。）として計上される。2020年に「その他の収益および費用」として計上された追加費用は、397百万ユーロであった。

2020年末、最初のロックダウンによる作業への影響を検証した結果、2019年10月に発表した燃料装荷の目標日または建設費用に変更はなかったが、スケジュール面においても費用面においても、もはやプロジェクトには余裕がないことが示された。これらの目標の達成は、ASNの調査を含む様々な要因や技術的な問題に左右される。遠隔操作ロボットによる溶接部の修理に対するASNの承認が延期されたことは、完成費用および作業スケジュールの両方に対して追加のリスクとなる。

したがって、スケジュールおよび完成費用に関するリスクは非常に高いものとなる。

その他のリスク

貫通溶接部の修理について、最終的に（EDFの推奨シナリオではなく）代替シナリオが採用された場合、さらなる費用が発生し、大幅な遅延が発生する可能性がある。

作業が進むにつれ、新たな技術的問題が発生し、延期のリスクが高まる可能性がある。また、現場での作業の遅延は、機器および材料の老朽化というリスクを伴う。

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」も参照。）。

（b）「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つの原子炉建設プロジェクトの66.5%を保有しており、残りの33.5%はChina General Nuclear Power Corporation (CGN) が保有している。新規の原子力発電所建設事業ユニット（NNB）がプロジェクト保有者であり、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門が、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）（e）新規の原子力発電所建設事業」も参照。

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%、Guandong Energy Groupは19%の持分を保有している。

2020年の発電量は21.5TWhであった。これは、COVID-19の危機による消費量の落込みと、1号機の全面検査のための最初の計画的な操業停止の影響によるものである。

EDFは、台山プロジェクトへの技術サポートを継続すると同時に、FLA3を中心とした他のEPRプロジェクトの立上げおよび運営事業、成功裏に完了した技術業務、ならびに世界初のEPR原子炉のユニット操業停止（VC1）のプロジェクト管理からのフィードバックを取り入れている。2020年の主な課題は、1号機の全面検査を成功させ、産業的に管理することである。しかしながら、この操業停止の後、原子炉1号機は、完全な公称電力まで回復しなかった。分析が進行中である。2021年には、TNPJVCは2号機の全面検査を実施する。

台山において発電された電力の固定価格買取制度は、EDFの想定を下回る料金で実施されており、当該料金は2021年末まで効力を有する。今後の価格条件を決定する中国の関連当局に対する働きかけを続けている（「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—中国」を参照。）。

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、かかる方針は2020年4月21日付命令により採択された。政府は、かかる指示に従って、EDF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包括的な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、EPR 2 技術に基づき、経済的および産業的な提案の準備を開始した。EDFは、フランス政府がかかる産業プログラムの資金調達に係る適切な規制枠組みを決定できるように情報提供を行う。

EPR 2

2016年4月15日、EDFは、フランス原子力安全当局に対して「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原子力発電所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3 EPRの原子炉と同等の安全水準を確保している可能性が高く、（加圧水型原子炉の設計に関する）ASN指針第22号の提言に適合していると考えられる」と結論付けた。

フランスの原子力安全当局は、2019年7月16日付の安全オプション・ファイルに関する意見第2019-AV-0329号において、「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EPR 2 と称されるモデルの技術構成の完成に至った。EPR 2 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。

この日の時点で、EDFは、ASNにかかる新たな技術構成を伝達した。ASNは、NM EPRに関する意見と同様に、NM EPRに関する所見がEPR 2 にも適用されると判断した。

EPR 2 に関する決定は保留中であるが、2020年12月16日、取締役会は、EDFに対して、2022年末までプロジェクトを継続することを承認した。関連費用の総額は1十億ユーロで、そのうちの一部は条件付である。

フランス政府の要求に従い、EDFは、2021年半ばまでに政府に完全な提案書を提出することを目指して、設計、費用計算、規制、資金調達および廃棄物処理に関する作業を継続している。これは、他の原子力発電所用地の実現可能性調査を継続する一方で、3組のEPR 2 を建設するプログラムを完成させるためのもので、パンリーに1組目、グラプリヌに2組目、オーヴェルニュ・ロース・アルプ地方の河岸（ビュジョイまたはトリカスタン）に3組目を、連続して建設するというシナリオに基づいている。

2020年12月8日、フランス大統領は「新たな原子炉を建設するかどうかの最終決定に向けて準備を行い、フラマンビルのEPRが運転を開始した後、遅くとも2023年までに決定しなければならない」と述べた。

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グループ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、ならびにヒートシンク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ず、NPCILの顧客が、実行段階での総合的なプロジェクト・マネジャーおよびインテグレーターとなる。2018年末に、EDFおよびそのパートナーは、IWFA（産業的前進に関する契約）により決定されたスケジュールに従い、NPCILに対して総合的かつ条件付の拘束力のない入札を行った。2021年度上半期に、EDFが条件付の拘束力のある技術的および商業的な提案を行えるように、2020年においても顧客であるNPCILとの間で技術的および商業的な整合性を取る作業が続けられた。2020年末現在、一部の重要な技術的および商業的な問題の整合性が得られていない。EDFは、入札後数か月のうちに一般枠組み契約を締結し、プロジェクトの実行活動を開始することを目指している。
- ・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-A（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準備段階に参加している。これにより、入札手続への募集の第2段階が行われることになる(現時点では2021年度下半期に予定されている。)
- ・2020年半ば、EDFは、高出力EPRの提供に加えて、EPR技術に基づく中出力の設計を改良するための技術開発を行うことを決定した。EPR1200として知られるこの1,200MWへの出力調整は、様々なプロジェクトから得られた最適化を盛り込んだものであり、例えばチェコ共和国のように中出力のソリューションを求める顧客の期待に応えるものである。
 - ・小型モジュラー炉(SMR)については、2020年にNUWARDTMとして知られる170MWのユニットを2基搭載した340MWの加圧水型発電所の開発が進展した。当該出力部門において、この製品は、主に輸出市場、および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ている。この製品は、EDFの監修の下、パートナーであるCEA、NavalグループおよびTechnicAtomeと共同で開発されている。輸出ターゲットを考慮し、開発に関して海外のパートナーとの協力体制が検討されている。この開発には、2020年9月の「フランス・ルランス」計画の一環として、フランス政府から50百万ユーロの予算が割り当てられている。

(c) 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、以下によっ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
- ・データ中心のアプローチによるデジタル能力に基づいた、新たな統合された協調的な産業情報システムを導入し、パートナーおよび供給業者とともに、拡大企業として機能すること

(二) 原子力発電事業: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、ドイツ、米国および中国において、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。

Framatomeは、2020年に約1,000人の従業員を採用した。

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指している。

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。

(a) 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、プロセスのすべての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所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、リスク分析および安全性分析が含まれる。Framatomeのエンジニアリング業務には、「ニュークリア・アイランド」ともいわれる発電所の心臓部、および原子炉の一次回路の主要部品(蒸気発生器、ポン

プ、加圧器および原子炉圧力容器等）が含まれる。その専門家および技術者は、新たなEPR原子炉等の主要な新規原子力発電所建設プロジェクトに積極的に関与している。

機器の製造

Framatomeの機器は、11か国の100を超える発電所において装備されている。Framatomeは、フランスのル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの各工場において、新規の発電所への装備または稼働中の発電所の機器の交換のために、世界中の電力会社向けの原子力蒸気供給システムの主要な機器を製造している。同社は、先端技術の重機（原子炉圧力容器、蒸気発生器等）および移動式機器（原子炉冷却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。

2020年、同社は、原子力産業向け重機の製造に特化しているブルゴーニュのル・クルーゾ工場での増産を継続した。ル・クルーゾ工場は、フランスの原子炉向けの交換部品の供給のみならず、海外の新規建設プロジェクト（特に英国のヒンクリー・ポイントCにおけるEPR原子炉プロジェクト）向けに主要な鍛造部品の供給も行っている。

同時に、Framatomeは、EDFグループのエクセル計画に参入した。これは、フランスの原子力産業が、原子力プロジェクトの管理において最高水準の品質および卓越性を有することを目指すものである。これに関し、Framatomeの部品工場は、製造および建設における「最初から正しい方法で」法令遵守を保証するために設計された計画を展開している。また、サプライチェーンにおいてもこの目標を達成するための取組みが行われている。

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プリンスの原子炉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、Framatomeは、一部の局所処理の実施中に温度範囲が遵守されていなかったことが明らかとなり、仕様の逸脱となった後、工場および作業現場のFramatomeが供給する設備に使用される局所応力除去熱処理（SRHT）のパフォーマンスに関連する知識を統合するプログラムを開始した。大型発電所の溶接部に使用される局所SRHTプロセスについて、3件の逸脱に関する調査が2019年および2020年に行われた。2020年には、二次配管の溶接部のSRHTについて、他に2件の逸脱の調査が行われた。これらの逸脱は、関係事業者との協議の上、かつ各部品の規制上の仕様の枠組みの中で、Framatomeにより処理され、当該原料の機械的性能を確認するために特別な検証プログラムを用いた詳細な研究が行われた。使用された部品については、この計算および検査の検証プログラムにより、問題の部品の機械的完全性が損なわれていないことが、これまでのところ確認されている。Framatomeは、関連する事業者および原子力安全当局に対し定期的に報告を行っている。「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「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」を参照。

計装制御システム

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

12月に、Framatomeは、主にフランスおよび規模は小さいが中国において事業を行うロールス・ロイスの民生用原子力計装制御（I&C）事業を取得する目的で同社との最終的な購入契約に調印した。この取引は、規制当局の許認可を含む通常の前提条件に従い、2021年度下半期の初めに完了する予定である（Framatomeの2020年12月7日付プレスリリース「Framatomeは、ロールス・ロイスの民生用原子力計装制御事業を取得するため、同社との契約に調印」を参照。）。

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。

10月上旬に、Framatomeは、米国リッチランドの燃料製造施設において、新たなウラン廃棄物リサイクル施設を操業開始した。1,000平方メートル超の面積に及ぶこの建物は、燃料製造工程からウランを回収することができる高度なプロセスおよび技術を擁する。

原子力発電所の稼働および使用許可

Framatomeは、世界中で現在稼働中のあらゆる型の原子炉について、原子力安全当局との国際的な協働の経験を豊富に有している。同社はまた、各安全当局との関係を通じて、その設立国の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。また、同社は、海外の顧客に対し、機器が要件を満たすために毎年多数の検査が実施されている技術センターの利用を提供している。同社は、適格性研究および関連書類の作成において支援を行っている。

既存の原子力発電所の維持管理、近代化およびその耐用年数の延長

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) および計装の近代化ならびに化学的・放射化学的サービスに及ぶ。

6月に、Framatomeは、BWXT Technologies Inc.の米国における商業用原子力サービス事業の取得を発表し (Framatomeの2020年6月2日付プレスリリース「Framatomeは、BWXTの米国における商業用原子力サービス事業の取得を完了」を参照。)、この結果、同社は、原子力発電所の点検および維持管理向けの機器および工具の製品ラインを拡大し、原子力エネルギー産業における地位を強化した。

大規模プロジェクトの管理

Framatomeは、新規原子炉プロジェクトの建設において、その設計から調達・供給、稼働まで携わっている。そのチームは、複雑なプロジェクトの管理について広く認められた専門技術をもって、最も厳しい安全基準を満たし、顧客の要求を満たすことを任務としている。新規の建設プロジェクトの場合、同社は、ニュークリア・アイランドについてソリューションを提供する。Framatomeは、フランス (フラマンビル3)、中国 (台山1および2) および英国 (シンクリー・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、稼働および維持管理に、EDFとともに積極的に関与している。

2017年に、EDFおよびFramatomeは、フランスおよび世界中で新規の原子力発電所を建設するための共同エンジニアリング子会社であるEDVANCEを設立した (「第2-4(2)③当グループの組織」を参照。)。

(b) 2020年におけるFramatomeの主要な実績

2020年は、COVID-19の危機の影響を受けた。機器工場および燃料工場の減退があったものの、Framatomeは、高い動員力を維持し、良好な業務水準を維持した。

- 1月に、Framatomeは、テネシー川流域開発公社 (TVA) との間で、ブラウンス・フェリー原子力発電所向けのATRIUM11燃料の供給、TVAの全原子炉の燃料処理装置のアップグレードおよびワッツ・バー原子力発電所の蒸気発生器の交換に関する契約を締結した (Framatomeの2020年2月3日付プレスリリース「Framatomeは、テネシー川流域開発公社と数百万米ドルの契約を締結」を参照。)。

- 2月に、フィンランドのオルキルオト原子力発電所を運営するTVOは、Framatomeに対し、ユニットが操業停止している間の数年間にわたるエンジニアリング領域における維持管理、計装制御および非破壊検査サービスを委託した (Framatomeの2020年2月19日付プレスリリース「Framatomeは、フィンランドの公益事業会社であるTVOとオルキルオト3EPRの長期的な運営を支援するサービス契約を締結」を参照。)。

また、2月に、FramatomeおよびそのパートナーであるKinectricsは、癌治療に用いられる医療用アイソトープのルテチウム-177を生産するため、カナダのBruce Powerの原子炉に設置されるシステムの供給および運営を任務とするジョイント・ベンチャーを設立した (Framatomeの2020年2月28日付プレスリリース「FramatomeおよびKinectricsは、救命癌治療用の医療用アイソトープを生産するため、ジョイント・ベンチャーを設立」を参照。)。

- 4月に、Framatomeは、ロシアにおけるクルスクII原子力発電所のユニット1および2について、原子炉保護システムの納入契約を受注した。これには、システムの計画、設計、製造および導入が含まれる (Framatomeの2020年4月8日付プレスリリース「Framatomeは、ロシアのクルスク原子力発電所IIに原子炉保護システムを納入」を参照。)。この契約は、Rosatom Automated Control System (RASU) とのパートナーシップの展開の一部である。

また、4月に、Framatomeは、中国企業のTNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited) との間で、台山のEPR原子炉2基について8年間の操業支援を行う長期業務契約を締結した (Framatomeの2020年4月14日付プレスリリース「Framatomeは、中国における台山EPR原子炉の操業支援を行う長期業務契約を締結」を参照。)。かかる契約は、原子力発電所の供給停止および維持管理作業ならびに予備部品の供給およびエンジニアリング・サービスを対象としている。

- ・ 7月に、Framatomeは、原子力発電所の維持管理業務で使用する書類をデジタル化するクラウド・ベースのサービス管理ソフトウェアの提供を行う、フランスのスタートアップであるSiteflowとパートナーシップを締結した（Framatomeの2020年7月15日付プレスリリース「Framatomeは、原子力施設の維持管理および運営のデジタル化を支援するため、Siteflowと提携」を参照。）。
- ・ 8月に、Framatomeは、ヒンクリー・ポイントCとの間で、英国サマセットにおいて建設中のEPR原子炉2基について従来型のフィールド計装を供給する契約を締結した（Framatomeの2020年8月25日付プレスリリース「Framatomeは、ヒンクリー・ポイントCにフィールド計装を提供する契約を締結」を参照。）。約10,000の計器が、すべての運転条件での温度、流量、圧力および水準を監視し、測定する。
- ・ 9月に、Framatomeは、ADAGOSとの間で、原子力産業に人工知能技術を提供する独占的パートナーシップを締結した（Framatomeの2020年9月3日付プレスリリース「Framatomeは、原子力産業に人工知能技術を導入するためADAGOSと提携」を参照。）。このソフトウェアは、旧世代と比較して少ない計算資源およびデータ資源で足り、これにより、Framatomeは、新たなデジタル・ソリューションを顧客に提供することが可能となる。
また、9月に、Framatomeは、EDF、CEA、学术界に属する他の6つの組織およびフランスの原子力産業による原子炉デジタル・ツインの分野での研究開発に参入した（Framatomeの2020年9月22日付プレスリリース「Framatomeは、原子炉デジタル・ツインの開発に向け、学术界および産業パートナーと提携」を参照。）。これらのデジタル・ツインは、新世代の原子炉運転員の訓練用シミュレーターとして使用される。
- ・ 10月中旬に、Framatomeは、フランスの国防を支援する事業を促進するため「Framatome Défense」のブランドを立ち上げ、かかる分野へのコミットメントの表明および貢献の強化を行った（Framatomeの2020年10月19日付プレスリリース「Framatomeは、フランスの国防産業を支援するため、Framatome Defenseを開始」を参照。）。Framatomeは、フランス海軍、特に潜水艦やシャルル・ド・ゴール空母のプログラムの部品製造に貢献しており、最近ではバラクーダ等の主要プログラムにも貢献している。

(c) 原子力施設およびその安全性

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2020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。）

2019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。2020年に、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場は、INES0に分類される重大安全性事象（ESS）12件およびINES1に分類されるESS3件を申告し、INES2に分類されるESSはなかった。申告された事象の件数は、2019年と比較して減少した。2020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2020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（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」を参照。）。

(ii) フランス本土における火力発電

火力発電資産は、高い感応性および柔軟性（立ち上がりが迅速で、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。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、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。この役割は、フランスおよびEUの電力システムに間欠性電源が大量に含まれるようになれば、さらに大きくなる。

(イ) フランス本土におけるEDFの火力発電

2020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)	2020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)	
					2020年 12月31日	2019年 12月31日
石炭	580	3	1,740	1983年および 1984年	1.04	0.8
	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	0.46	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	7.35	8.8
	585	1	585	2016年		

2020年における発電

2020年において、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2.29%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。

2020年の火力発電量は8.85TWhとなり、2019年よりも稼働率は低かった。

2020年において、石炭ユニットは1.04TWh、CCGT発電所は7.35TWhおよび燃料油火力発電ユニットは0.46TWh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実にすることを最優先事項としている。例年と同様に、2020年に火力発電所の信頼性が確認されたが、これはCCGTおよび燃焼タービン (TAC) のEU基準に適合したものとなっている。

持続的な運転を行う同発電所の順応力が実証された。DOAATおよびRTEから稼働を要求された際のTACの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。

(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基の石炭火力発電ユニットを閉鎖後、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。これらの石炭火力発電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。

化石燃料発電施設の温室効果ガス排出量に上限を設ける2019年12月26日付政令2019-1467は、2022年までに石炭を使用した発電を停止することを目的としている。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。

この件に関し、EDFは、2021年4月1日にル・アーブル発電所の操業停止を決定した。

しかしながら、RTEが最近行った暫定的な検討では、「フラマンビルEPRが安定して稼働するまで」コルドメ発電所を維持する必要があることが明らかになった。コルドメ発電所は、遅くとも2026年までに操業停止される予定である。

もう1つの進展としては、2015年に、EDFは、木くずをリサイクルして環境に優しい燃料 (バイオマス) 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。この作業計画により、2021年に産業化段階の開始を決定することが可能となる。燃料の生産は

2023年以降に開始される可能性がある。この燃料は、産業向けの熱および／または蒸気生成施設で使用される。また、この燃料は、コルドメ発電所のボイラーでの少量の石炭との混焼にも使用でき、発電用の石炭の使用を停止するのに役立つ。

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、またポ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CCGT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（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。2020年には、TAC 9HAの最初の高温部点検（IPC）を実施するために長期間の操業停止を行ったため、同施設の稼働は2019年（6,015時間および2.8TWh）と比較して減少した（5,071時間および2.4TWh）。

規制の枠組みの遵守

規制上の通知

化石燃料火力発電に適用される規制

化石燃料火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に適用される法律に服し、かかる法律はフランス環境法にまとめられている。指定施設に適用される法律においてカバーされる業務は登録簿に記載され、潜在的なリスクおよび生じ得る不利益の水準に応じて、申告、登録または許可認可の状態に置かれる。これらの規制は、将来予定されている土地の使用方法に応じて、施設の休止時、土地の復元を要求するものであり、特定の施設については財務保証を付けることも要求される。これらの規制は、施設の各カテゴリーにおける危険性および／または不利益の性質に応じて、敷地の監督、施設の安全保障、閉鎖前後に事故が生じた際の介入および閉鎖後の敷地の復元が確実に実行できるよう策定されている。

また火力発電事業は、（「セベソ3指令」として知られる）2012年7月4日付指令2012/18に伴う規制、ならびに一部の大气汚染物質の国内排出量の削減に関する2001年10月23日付欧州指令2001/81/EC（NEC指令）、産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（IED）ならびに中規模燃焼設備からの特定の汚染物質（二酸化硫黄（SO₂）、窒素酸化物（NO_x）および煤塵）の大气中への排出量の制限に関する指令2015/2193/EUから生じた、より一般的な大気質に関する法律を含む、その他の特定の規制にも服する。

2020年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、約8.85TWh（2019年は9.85TWh）の純発電量に対し、4.05百万トン（2019年は4.3百万トン）の二酸化炭素を排出した。2020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、449g/KWh（2019年は426g/KWh（この指標は、稼働中の正味エネルギー（補助ユニット・システムによる自家消費を含む。）に対する二酸化炭素排出量を比較して算出されている。））であった。EDFのKWhで示される火力発電量の二酸化炭素構成におけるわずかな増加は、EDFの火力発電構成に占めるCCGT発電所の割合の減少によるものであり、CCGT発電所は、2020年における火力発電所の発電量の約83%（2019年は89%）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、2020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）、2.7kt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6倍、二酸化硫黄（SO₂）については35倍超、煤塵については70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、EDFグループにより設定された持続可能な開発の目標と完全に一致している。特に、これらの目標は、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するというコミットメントに沿って、2030年までに二酸化炭素排出量25百万トンまで温室効果ガス排出量を削減することを目指している。

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（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」を参照。）。

2020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。2020年に実施された主な作業は、コルドメおよびル・アブールの操業停止したユニットからのアスベスト除去ならびにヴィトリー施設の廃炉であった。この作業に続いて、EDFは、多くの専門家による鑑定および（特にヴィトリー、アラモンおよびボ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。

(iii) 再生可能エネルギーの発電および貯蔵

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、より具体的に言えば、欧州連合における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源であり、その設備容量は22.3GWである。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、

2024年末までに太陽光発電および風力発電の純設備容量を21.3GW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。

2020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	20,484	1,546	291	208	1	240	22,770
欧州(フランスを除く。)	1,155	1,838	94	7			3,093
米国	205	4,230	1,127				5,562
アジア	432	430	213				1,075
アフリカ	-	335	474				809
純設備容量合計	22,276	8,379	2,199	215	1	240	33,310

(*) 保有割合に応じた比率。

(イ) フランスにおける水力発電

(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。

フランス本土におけるEDFの水力発電所には、フランスの子会社およびクロスボーダーの企業(仏独共同および仏スイス共同の発電所)が所有する発電所を含め、約500基の発電所がある。2020年末現在、EDF SAの発電所は427基あり、その平均運転年数は75年(算術平均)であった。

水力発電所	2020年12月31日	2019年12月31日
最大容量合計 (GW)	20.1	20.1
揚水発電を含む発電量合計(*) (TWh)	44.7	39.7

(*) 小数第1位未満を四捨五入した、正確な値の合計に相当する。

フランス本土においては、水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・サントラルおよびジュラといった山間部ならびにライン川流域に所在する。合計で、EDFの発電所の設備容量の23.1%にあたる、約20.1GW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40TWh超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 (iii) (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ため設計されている。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)の発電所は、消費ピーク日および消費ピーク時に電力を供給する。
- ・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年間の平均重力発電容量(1)
河川設置型	3.6GW	16.7TWh
人工池	8.1GW	14.5TWh
調整池式発電所	3.1GW	8.1TWh
揚水(2)	5.0GW	1.5TWh
潮汐発電所	240MW	0.5TWh

(1) 50年間の平均発電量は、観察された気候変動に基づき再評価されている。

(2) STEPには重力発電容量のみが含まれている。揚水エネルギーは含まれていない。

(b) 水力発電所の性能

揚水発電所の運転に必要な電力を差し引く前のEDF SAの水力発電量は、フランス本土で44.71TWhであり、EDFの総発電量の11.5%であった。

2020年に、EDFは、最適で安全な稼働を確保すべく、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約441百万ユーロの支出を行った。

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15.6GW（水力設備容量の約77%）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2020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。2020年は、進行中の変電処理を背景に、すべての事業体が健康危機による発電所の操業および維持管理への影響を軽減するために利用されたことから、水力発電量がわずかに増加し、発電実績は良好であった。

2020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総合損失を加算することで算出される。）は3.8%という低い率であった（2019年は4.0%）。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、2019年は99.3%であったのに対して、99.4%であった。2020年の損失率は（2019年の4.0%に対して）3.3%であった。

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遠隔運転を適応させることに重点を置いている。

2020年、EDFの水力発電所は例外的な気象被害を受けた。ニースの内陸地域は暴風雨アレックスによる深刻な被害を受け、地元住民に壊滅的な影響を与えた。EDFの水力発電施設は、ヴェジュビー川およびロヤ川の鉄砲水に見舞われたが、これは推定再現期間が100年の洪水であった。EDFは、職員の安全を確保し、また、地域住民を守るために、施設の安全性の維持も定期的に確認した。これら2つの川に沿って、多数の施設および設備が深刻な被害を受けた。

産業施設の復旧、第三者の安全ならびに職員およびその家族の支援を確実なものとするために、大規模な物流業務が開始された。これにより、被害の少なかった発電所では、洪水から1週間未満で発電を再開することができた。また、地域住民および従業員への支援活動も行われた（EDF基金の支援による。）。

2020年末までに、9か所の発電所が再稼働したが、全壊したロクビリエール発電所を含む5か所の発電所は、未だに操業停止している。

(c) 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が存在もしくは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の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：水力発電の安全違反」を参照。）。

リスク管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・下流河川における水位または水流の変動に関する顧客への情報提供（コミュニケーション・キャンペーン、河川で作業する従業員に関する情報、夏季における「水力発電ガイド」の雇用）を通じた業務リスクの管理。
- ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全確保を目的とした、水位が例外的に高い期間中の施設の管理。
- ・公的機関により監督される施設の定期的な監視および維持管理を通じた、ダムまたは貯水池の故障に伴う主要リスクへの対処策。最大規模のダムのうち、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、AクラスおよびBクラスの240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1つおよびBクラスのダム1つに関する）危険性調査が行われる。かかる調査により、リスク軽減手順の一部を形成する構造および関連する対応策の概要が整備され（詳細については、EDFのウェブサイトで入手可能な水力発電の安全検査局が作成する報告書を参照。）、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。

規制上の通知

施設の安全性に適用される規制

フランス環境法第R.214-112条以下には、委託契約に基づき許可され、運営されている水力発電施設の安全性に適用される規定が盛り込まれている。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、事業者または委託契約の当事者は、規制上、当該施設の安全性を保証するための一定の義務を履行することが求められている。

(d) 水力発電に関する課題

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。PPEは、フランスにおける水力発電開発の野心的な目標を定めており、2030年から2035年の間に、重力発電容量を1GW、STEP（揚水発電所）の発電量を1.5GW増加させることを目指している。

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

規制上の通知

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・エネルギー法第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。同規定では、（4.5MW超を発電する施設の場合）政府により付与された委託契約または（4.5MW未満の施設の場合）県からの許認可が義務付けている。

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。

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場合、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対して支払われる。

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年までに満了した水力発電の委託の大半は、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、2020年12月31日現在満了していた設備容量2,508MWに相当する20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、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。2015年10月22日付の1回目の通知において、欧州委員会は、フランス政府がフランスにおける水力発電委託の大部分をEDFに発注し、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ことから、フランス政府が欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第1章第106条の条文に違反していると考えている。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、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。

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2回目の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。

「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「1C：水力発電委託の法規制の枠組みの変化」も参照。

発電所の開発

フランス政府がこの分野について設定した野心的な目標の一環として、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（ラ・コッシュのSTEPに装備される新しい237MWのタービン発電機の建設ならびに発電容量を600MWまで増加させるためのラ・パティ発電所における改修および発電容量の増強）。

2020年10月に、EDFはロマンシュ・ガヴェ発電所（発電容量97MW、発電可能量567GW）の操業を開始した（EDFの2020年10月9日付プレスリリース「EDFは、新たにロマンシュ・ガヴェ水力発電所（イゼール）の操業を開始」を参照。）。

EDFは、2020年に、特にCREの入札（EDFはSHEMAの子会社を通じて合計9.4MWのプロジェクト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を通じて、また、対象を絞った買収戦略の実施による発電容量2.5MWのヌーヴィル・シュル・アン発電所の取得を通じて、「小水力発電」部門においても意欲的に取り組んだ。

EDFは、PPEが定めた水力発電開発の目標と完全に足並みを揃えることで、この開発の原動力を追求する予定である。

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。

- ・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（現フランス環境法第L.511-6-1条）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。
- ・エネルギー移行の要求、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、STEP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。とりわけ、EDFは、既存の施設に基づいて、複数のSTEPプロジェクトの研究を行っている。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。
- ・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。
- ・特に、ロワール渓谷およびドルドーニュ渓谷において、維持流量タービンおよび計画されている設備の新規プロジェクトの開発を継続している。
- ・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。）の開発を2つの方法で継続している。1つ目の方法では、持続的なプラスの財務軌道を確保することを目標として、これら237か所の発電所（2019年の発電可能量は5.5TWh）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、ならびにとりわけCREの入札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により、この部門においてさらに30MWの容量の増加を目指す。

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、「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、以下の2つの主要な柱を中心に構成されている。

- ・「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。これについて、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評価では、約3,994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主に以下を通じた継続的対話。
 - －協議（ASTER芸術作品プロジェクト、すなわち、サンティエヌ・ドゥ・カンタレスのダム正面に描かれたフレスコ画は、多数の地域利害関係者との大規模な協議の対象となっている。）
 - －「未来の労働現場（*Chantier d'Avenir*）」の方針に基づいた重要な労働現場の面積に関する対話、測定および情報ツールの活用（ライン川流域の発電所の改修およびタルヌ・エ・ガロンヌ県マローズのダムにおける魚道の建設）
 - －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のサービスおよび適用範囲の開発）。

COVID-19の危機により、2020年におけるEDFの水力発電業務は、地域における取組みの側面でも、非常に特別な局面を迎えた。EDFは、以下に挙げる夏の観光への大規模な支援を通じて、「水力地帯」の経済復興を支援した。

- ・地域観光プロジェクトに含まれる、特に当社のダムおよび貯水池を中心とする産業観光を通じた特別活動の開発
- ・ダム湖沿岸への特別な対応による水上競技の支援
- ・最後に、2020年夏に川岸にきた非常に多くの観光客の安全性を確保するための、特に水力発電ガイド計画を通じた動員の強化

EDFは2012年に「1地域に1つの川」という専用のプログラムを開始した。2013年以降、この地域プログラムは、50社を超える地元企業への融資を通じて、500人超の雇用を創出または維持してきた。これにより、2023年までに約800人の雇用を創出ま

たは維持することができる。8つの「1地域に1つの川」の機関は、以下を目指し、それぞれの地域に合わせた行動戦略を展開している。

- ・雇用を通じて（かつ雇用のために）一体化する。
- ・渓谷地において持続可能な経済活動を展開する。
- ・公共部門および民間部門の事業主催者を支援する。
- ・主に農村地域においてイノベーションを展開する。

健康危機およびその経済的影響の例外的な背景により、「1地域に1つの川」は、2020年春に以下の2つの特別支援手続を開始した。

- ・主に当社のサービス供給業者ならびに当社の河川流域における経済的および社会的な生活に不可欠な関係者のキャッシュ・フローの支援を目的として、「復興融資（*prêt rebond*）」制度が構築され、2021年末までに総額1百万ユーロの資金が利用可能となった。
- ・さらに、「1地域に1つの川基金」（地元企業に融資支援を行う。）は、そのポートフォリオ内の企業に対し、融資の分割返済を3か月から6か月延長することに合意する特別援助を行った。また、注文の前倒しまたは金銭贈与など、地域ごとの単発的な取組みも行われた。

水へのアクセス管理

規制上の通知

水資源の安定した管理に適用される規制

EDFの水力発電事業は、水に関する規制の実質的な規定に服する。かかる規制は、特に水位および水流量の変動の管理、近隣地域および水力発電所の下流の地域の安全性ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持をカバーしている。

フランスにおいてEDFが運営しているダム貯水容量は、約7十億立方メートルである。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。

EDFは、水力発電の供給業者であるだけでなく、水資源の持続可能な管理にも貢献しており、例えば、干ばつ時には河川の水位を補給している。

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。頻発する干ばつの影響を特に受けているガロンヌ川の流域において、EDFは、2020年7月、地元の水関連の利害関係者と新たな低水位補償契約を締結した。この契約により、EDFが構築した革新的な補償制度を通じて、ガロンヌ川への補給に充てられる水力発電用貯水池の容量を36%増加させることができる。

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、UFE（フランス電力協会）を代表して、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) 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

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（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し、コジェネレーションにおいておよび天然ガス配電網への直接注入の両方に利用され生産されたバイオガスとともに、現在まで数年にわたり嫌気性消化の開発に携わっている。

(b) 地熱エネルギー

この種類のエネルギーを発展させるため、EDFは、アルザスにおいて2か所の産業施設（1か所はリッテショフェンにある現地の施設であるエコギの熱供給用、もう1か所はソルツ・ス・フォレにある発電用）を運営する子会社のÉlectricité de Strasbourgを利用している。

(ハ) EDF Renewablesの事業

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、2020年12月31日現在、3,949名の従業員という労働力を有している。

EDF Renewablesは、EDFグループの再生可能エネルギー分野の拡大の確保に必要な専門知識を有しており、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。

EDFはまた、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（子会社のEDF ENRを通じて）ならびに海外（特に米国、中国および英国）の両方において、国内顧客および企業顧客に対して、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8.7%増）。2020年12月31日現在、EDF Renewablesは、13,788.5MWの総設備容量（純設備容量は8,662.8MW）および現在建設中の8,061.8MWの総設備容量を有している。プロジェクト・ポートフォリオは2020年末に合計60.2GWであった。EDFグループは、2024年までに21.3GW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）ならびに主にフランスおよび英国といった欧州においては、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、その事業を地理的観点からもリバランスしており、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、モロッコ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。2020年末現在、風力発電および太陽光発電は、EDF Renewablesの保有量のそれぞれ74%および26%を占めた。EDF Renewablesは、技術的観点からその事業のリバランスに乗り出した。

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。2020年にDSSAにおいて販売された純容量は1,406.3MWであった。

(a) 発電所

部門別および国別設備容量

(単位: MW)	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
南アフリカ	110.6	55.8	110.6	55.8
ドイツ	175.3	173.3	187.3	185.3
ベルギー ⁽³⁾	325.2	26.9	325.2	26.9
ブラジル	329.0	238.0	182.0	182.0
カナダ	560.2	506.2	784.7	618.4
チリ	115.0	57.5	115.0	57.5
中国	617.3	215.7	219.3	102.6
デンマーク	6.0	6.0	6.0	6.0
米国	3,618.1	2,803.2	3,424.5	2,605.4
フランス	1,695.1	1,527.8	1,652.6	1,485.3
ギリシャ	264.5	238.2	264.5	238.2
インド	269.0	176.5	269.0	176.5
イタリア	39.8	25.2	39.8	25.2
メキシコ	324.0	162.0	391.5	229.5
ポルトガル	546.5	148.9	546.5	205.0
英国 ⁽⁴⁾	602.5	187.4	591.7	184.6
トルコ	559.0	279.5	661.6	267.4
風力合計⁽⁵⁾	10,156.9	6,828.1	9,771.6	6,651.6
太陽光				
ブラジル	398.5	199.3	398.5	199.3
カナダ	61.4	42.4	61.4	42.4
チリ	261.0	130.5	261.0	130.5
中国	117.0	113.1	98.3	79.1
エジプト	148.6	65.2	130.0	65.0
アラブ首長国連邦	1,065.2	170.4	660.2	105.6
米国	533.9	379.6	151.8	151.8
フランス	278.0	219.4	334.5	210.8
ギリシャ	12.1	12.1	12.1	12.1
インド	207.0	99.7	207.0	99.7
イスラエル	323.9	220.3	295.1	192.5
メキシコ	119.6	119.6	119.6	119.6
トルコ	36.4	18.2	36.4	18.2
太陽光合計⁽⁵⁾	3,562.6	1,789.7	2,766.0	1,426.6
貯蔵				
米国	20.0	20.0	20.0	20.0
英国	49.0	25.0	49.0	25.0
貯蔵部門合計⁽⁵⁾	69.0	45.0	69.0	45.0
合計⁽⁵⁾	13,788.5	8,662.8	12,606.6	8,123.2

(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) 洋上風力のみのMW。

- (4) 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。）。「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。
- (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。

2020年のすべてのセグメントおよび国々におけるEDF Renewablesの完全連結された施設の発電量は、23.4TWhであった。2020年末における負荷率は、陸上風力発電において30%、太陽光発電において16%に達した。

（b）セグメントおよびハイライト

再生可能エネルギー事業の詳細については、「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」および「第2 3（2）⑤（iii）（イ）欧州北部」をそれぞれ参照。

風力発電

陸上風力発電

2020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容量は、2020年末現在において9,420.2MWとなった。2020年には総容量2,395.7MWの陸上風力発電所が稼働し、建設中の陸上風力発電所は、2020年12月31日現在、合計で2,380.4MW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、2020年にはフォンテーヌ（13.2MW）、アランヴィュー（16.9MW）、プチ・カナル（9MW）およびモッテンベルグ（15.4MW）の風力発電所で約54.5MW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146.8MWの複数の風力発電所が建設中である。

2020年、EDF Renewablesは、ロヌ県最初の風力発電所となる「ボジョレー・ヴェール」プロジェクト（12MW）の建設を継続している。EDF Renewablesは、CRE（エネルギー規制委員会）の入札募集で74MWの風力発電所プロジェクト（シャン・グルロー、ロング・ロワ、テレグラフ、シュド・アラジョワ、モッテンベルグ）を落札した。

英国

2020年、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稼働した。

ポーランド

EDF Renewablesは、総容量68MWの3つの風力発電所プロジェクトの建設を開始した。これらは、2019年末に落札された。

米国

2020年3月に、EDF Renewablesおよびアリアントは、設備容量200MWを有するアイオワ州のゴールデン・プレーンズ風力発電所を稼働した。

2020年10月、EDF RenewablesおよびPedernales Electric Cooperative Inc.（PEC）は、キング・クリーク1プロジェクト（テキサス州）の100MWの15年間の電力購入契約（PPA）を締結した。建設は、2020年末に開始した。

ブラジル

2019年以降、建設中のブラジルのバイア州にあるフォルハ・ラーガ・ノルテ風力発電所の第1フェーズは、2020年度下半期に稼働した。第2フェーズは、2021年に稼働する予定である。82基の風力タービンおよび344MWの設備容量から構成されるこの新しいプロジェクトにより、EDF Renewablesは、バイア州において、合計526MWの風力発電プロジェクトを有することになる。EDF Renewablesは、2015年からブラジルで事業を展開しており、再生可能エネルギー産業における同国の主導者の1社である。EDF Renewablesはまた、ボニートおよびムルング・ド・モーロの自治体にあるヴェントス・ダ・バイア風力発電所を所有しており、総容量は、建設中の182MWを含めて365MWである。

サウジアラビア

2020年に、EDF Renewables（主契約者）は、MasdarおよびNesmaとのコンソーシアムでデュマト・アル・ジャンダル・プロジェクトの建設を継続した。416MWの設備容量を有するこの発電所は、2022年までに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。

モロッコ

EDF Renewablesならびに多様な事業ポートフォリオを有する国際貿易および投資グループである三井物産株式会社は、モロッコ北部のタザ風力発電所（87MW）の最初のフェーズの作業現場を開始した。

洋上風力発電

EDF Renewablesの開発において、洋上風力発電は得意とする分野となっている。同社は、洋上風力発電市場において既に事業を展開しており、6.5GWのプロジェクトが開発中、建設中、稼働中または運営および維持管理中である。EDF Renewablesは、欧州全域（ドイツ、ベルギー、フランス、アイルランド、英国）で事業を展開しており、欧州では9番目に大きい事業者で、1.4GWのプロジェクトが建設中である。中国においてもその存在が認められており、米国においてもその存在が位置付けられている。

フランス

EDF Renewablesは、洋上風力発電の主導者であり、フランス政府により立ち上げられた入札募集において、7件のプロジェクトのうち4件を落札した。

・2012年に、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つの洋上風力発電プロジェクトを是認した。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、2020年も継続していた。

2020年6月、EDF Renewablesおよびそのパートナーはともに、フェカンの洋上風力発電の金融パートナーとの融資契約を締結し、建設が開始された（EDF Renewablesの2020年6月2日付プレスリリース「EDF Renewables、Enbridgeおよびwpdがフェカン洋上風力発電所の建設を開始」を参照。）。

クルル・シュル・メールの洋上風力発電所の建設は、2021年2月に開始された。

・ダンケルクのプロジェクトは、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により構成されている。今後、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。2020年の最終四半期に、ダンケルクでの会議において、プロジェクトについての公開討論が行われたが、その後、健康危機によるロックダウンのためオンラインで継続された。EDF Renewablesのプロジェクト・チームおよびRTEは、公開討論を監督する独立行政機関（CPDP）の後援の下、かかる公開討論に寄与した。

EDF Renewablesはまた、浮体式風力発電技術に基づくパイロット洋上風力発電プロジェクト（プロヴァンス・グランド・ラージ）を地中海で実施している。

英国

2020年に、EDF Renewablesは、アイルランドの電量会社ESBと協同して、Neart na Gaoitheの洋上風力発電所の建設を継続した。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。

米国

2018年末に、EDF Renewablesは、50対50のジョイント・ベンチャーであるAtlantic Shores Offshore Wind, LLCを、Shell New Energies US, LLC (Shell) とともに設立した。このジョイント・ベンチャーの目的は、米国連邦当局により発表されたリースに基づき、ニュージャージー風力発電海域（WEA）に位置する洋上風力発電タービンを開発することである。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。2020年12月に、ジョイント・ベンチャーは、ニュージャージー州により立ち上げられた、1,200MWから2,400MWの洋上風力発電タービンを設置する入札募集に応札した。

アイルランド

2020年に、EDF Renewablesは、将来の洋上風力発電プロジェクトを開発および建設するために、Fred Olsen Renewables Ltd.と提携し、コドリング洋上風力発電プロジェクトの50%を取得してアイルランドに進出した（EDF Renewablesの2020年2月11日付プレスリリース「EDFグループは、コドリン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」を

参照。)。1GWのポテンシャルを有するかかるプロジェクトは、ダブリン南部のウィックロー郡の海岸から13kmのところに位置している。

中国

2020年に、EDF (EDF RenewablesおよびEDF China) およびChina Energy Investment Corporation (CEI) は、中国上海北部の江蘇省沖にある総容量502MWを有する洋上風力発電プロジェクトの最終合弁契約で産業提携を締結したことを発表した (EDF Renewablesの2020年6月2日付プレスリリース「EDFおよびCEIグループは、中国で建設中および操業予定の洋上風力発電プロジェクトについて連携」を参照。)。新たなジョイント・ベンチャーは、東台4風力発電所を運営しており、現在、東台5プロジェクトを建設中である。

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。2020年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2019年末から純設備容量が796.6MWp (29%) 増加して、3,562.6MWp (純設備容量は1,789.7MWp) となった。

EDF Renewablesは、総設備容量3,816.6MWp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、2017年12月に当グループによって開始され、EDFを2035年までに市場の30%をシェアする太陽光発電エネルギーの主導者の1社となることを目指したソーラー・プランに寄与するための方策を構築した。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および開始を成功裏に完了した。2019年において、EDF Renewablesは、フランスの独立系太陽光エネルギー事業者であるLUXEL Groupを取得し、稼働中および計画されている太陽光発電所のポートフォリオを拡大させた。2020年において、EDF Renewablesは、CREにより立ち上げられた入札募集において、合計190MWpの設備容量 (4月のオー・ラン2の入札における26MWp、4月の「CRE 4.7」の入札における41MWp、4月の「ZNI」の入札における8MWp、10月の「CRE 4.8」の入札における105MWpおよび12月の「Innovation」の入札における11MWp) を獲得し、地上設置型太陽光発電プロジェクトの上位3社のうちの1社に当社を位置付けた。さらに、フランスにおけるEDFの太陽光発電プロジェクトのポートフォリオには、2020年末時点で承認された492MWpのプロジェクトおよび土地が確保されている2,500MWpのプロジェクトが含まれている。

技術イノベーションも、とりわけ水上発電所のプロジェクトといった形で、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。最大出力20MWpのソーラーパネルが、エリア全体の水塊の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、アンベ (9MW) およびアルティクス (4MW) の2つの太陽光発電所があり、ジロンド県およびピレネー・アトランティック県の住民から200,000ユーロを調達することを目指したキャンペーンが行われている。もう1つの例は、2021年に稼働する予定のラニュー、ロワイエットおよびサモニャの自治体にある3つの太陽光発電所である。総額300,000ユーロがレンドスフィア・デジタル投資プラットフォームを通じて調達された。

米国

EDF Renewablesおよび多角的な鉄鋼会社であるNucor Corporationは、テキサス州において250MWacの太陽光エネルギーの15年間の電力購入契約を調印した。このプロジェクトは、2023年度第2四半期に開始される予定である。

EDF Renewables North AmericaおよびGeenex Solarは、米国の様々な開発段階における4.5ギガワットの太陽光発電プロジェクトのポートフォリオに関する契約を調印した (EDF Renewablesの2020年10月16日付プレスリリースを参照。)。

年末には、マーベリック1およびマーベリック4の合計約310MWの2つの太陽光発電所を稼働させた。これらの施設は、カリフォルニア州に設置されている。

英国

2020年は、英国において、EDF Renewablesが様々な太陽光発電プロジェクトの開発およびOcto Energyとのパートナーシップの調印を得て、地上設置型太陽光発電所を稼働開始した年である。このプロジェクトの目的は、ハイブリッド太陽光発電プロジェクトおよび貯蔵の開発を視野に入れて、イングランドおよびウェールズの施設を特定することである。

2019年10月、EDF Renewablesは、英国の大手小売りチェーンの1つであるTescoと3つの電力購入契約（PPA）を調印した。これら3つの契約は、英国で建設中の17基の屋根設置型太陽光発電システムの総設備容量60MWを対象としている。

アイルランド

2020年、EDF Renewablesは、Wexford Solar Limitedを買収し、100MWを超える太陽光発電プロジェクトのポートフォリオを獲得し、アイルランドでの開発を継続した。さらに、EDF Renewablesは、2020年夏に30MWのプロジェクトを獲得した。

ギリシャ

EDF Renewablesは、ギリシャにおいて太陽光発電の開発を継続しており、2020年に80MW（2019年は80MW）のプロジェクトを獲得した。

インド

EDF Renewablesは、EDF RenewablesおよびTotal EREN（前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 Renewables India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、EDENは、北部インドにおいて合計容量716MWp（そのうち450MWは、2020年において建設中である。）の4つの電力販売契約を調印した。

2020年、EDENは、北部インドのラージャスターンにおいて、合計1,350MWの3つの太陽光発電所プロジェクトを獲得した（EDF Renewablesの2020年10月1日付プレスリリース「EDEN Renewables Indiaが1,350MWpの新規太陽光発電所でポートフォリオを拡大」を参照。）。

アラブ首長国連邦

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。施設は、3段階（2018年、2019年および2020年）で稼働した。

2020年7月、EDF Renewablesおよび中国企業であるJinko Power Technology Co.Ltd.によって設立されたコンソーシアムは、アル・ダフラ太陽光発電プロジェクトの入札を落札した（EDF Renewablesの2020年7月27日付プレスリリース「EDFおよびJinko Powerのコンソーシアムがアブダビにおける世界最大の太陽光発電プロジェクトを獲得」を参照）。将来の太陽光発電所は、アブダビ市の南35キロメートルに位置する予定である。2GWの設備容量を有するこの発電所は、世界で最も強力なものとなり、毎年、現地の160,000世帯に相当する電力を供給する。年末に、コンソーシアムは、約10億ドルのプロジェクトの資金調達を完了した。

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、2020年12月末現在、9か国にわたって1,200人近くの専門家、エンジニアおよび技術者を擁して17GW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13GW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、2020年末で4GW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、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。35,000を超える施設が完成し、EDF ENRは現在、主導的な立場を占めている。国内市場では、フランスの全自家消費施設の約30%を担っている。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（EDF Solutions Energétiques）」のサービス一覧における主要商品となっている。

さらに、EDF Renewablesの完全所有子会社であるEDF Renewables Technologiesは、上流部門においても存在を位置付けている。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。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、ドイツ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・バートン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・ビュ太阳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は、貯蔵業界で重要なプロジェクトの1つである（「第2 3（2）①（iii）（ハ）（b）セグメントおよびハイライト」を参照。）。

フランス

2020年、EDF Renewablesは、Ecosun Innovationsのパートナーとなり、同社の株式資本の29%を取得した（EDF Renewablesの2020年9月28日付プレスリリース「EDFグループがスタートアップのEcoSun Innovationsに投資し、マイクログリッドの提供を強化」を参照。）。このフランスのスタートアップは、アルザスにあり、遠隔地に電気を供給するための革新的な「マイク

ログリッド」ソリューションを開発している。特に、Ecosun Innovationsは、蓄電池を搭載した移動式コンテナを用いた様々な太陽光発電所を販売している。

フランス領ギアナにおいて、EDF Renewablesはまた、スマート蓄電池を備えたトゥーカン2太陽光発電所（5MW）を稼働させた。

米国

2020年、EDF Renewablesは、NV Energyとの間で22年間の電力購入契約（PPA）を調印し、180MWの4時間蓄電池システムとともに200MWacの太陽光発電を含むプロジェクトを発表した（EDF Renewablesの2020年7月29日付プレスリリース「EDF Renewablesは、ネバダ州において、200MWの太陽光および180MW／持続時間4時間の貯蔵プロジェクトを締結」を参照。）。チャクワラ太陽光発電・貯蔵プロジェクトは、2023年末までに開始され、ネバダ州の平均的な45,000世帯に毎年十分な量のクリーンな電力を供給する。

EDF Renewablesは、CleanPowerSFとの貯蔵契約を調印した。カリフォルニア州の100MWacのマーベリック6太陽光発電プロジェクトは、50MWで4時間の蓄電池システムに接続される。このプロジェクトは、2021年末までに開始される予定である。

ドイツ

2020年、EDF Renewablesは、企業用顧客向けに革新的な貯蔵製品を発表した。麦芽生産の世界的主導者であるMalteuropとのパートナーシップにより、EDF Renewablesは、ロストック施設およびハイデナー施設の2つの新しい蓄電池システムを開始した。

② フランスにおける販売および供給事業

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およびサービスの提供ならびに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。EDFは、顧客から信頼されるパートナーであることを目指し、信頼できる販売を行い、シンプルかつ分かりやすいオファーを提供する。

28.7百万名 フランスにおける顧客数 ⁽¹⁾	243.3TWh 2020年の電力販売量 ⁽²⁾	32.6TWh 2020年のガス販売量 ⁽³⁾

(1) EDFの顧客部門+ Électricité de Strasbourg：電力は26.9百万名、ガスは1.9百万名

(2) EDFの顧客部門（現地の供給会社への電力転送を除く。）+ Électricité de Strasbourg。

(3) EDFの顧客部門+ Électricité de Strasbourg。

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。

(i) フランス市場について

(イ) 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）の市場観測所によると、過去5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2020年6月30日現在は43社（グリッドに接続しているフランス大都市圏の全自治体の少なくとも90%で利用可能なサービスを提供していると回答した供給業者（コルシカ島を除く。）。2020年6月30日現在、この地域では100社を超える外国の電力会社も活動していた。）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。

2020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を利用することができた。2020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146.2TWh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。

規制上の通知

規制料金

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。）に従い、ガスの規制販売料金は、年間消費量が30MWh未満の企業用顧客について2020年末に廃止され、住宅用顧客については、同法に詳述される手続に従い、2023年6月30日に終了する予定である。フランスにおける一部の企業用顧客向けの電力の規制販売料金（TRVまたは青色料金）の終了に関する詳細は、2020年度の連結財務書類の注記5.1.1を参照。

エネルギー規制委員会（CRE）

CREは、独立した監督機関である。CREは、最終顧客のために、電力市場および天然ガス市場が適切に機能することを確実にする責務を負う。この点に関し、CREは、とりわけ、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、提案を行う権限、助言を行う権限ならびに意思決定を行う権限（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、以下の提案を行う。

- ・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案
- ・ARENHの価格の算出に際して考慮に入れた費用を認識し、計上する方法を規定する命令が公布され次第、ARENHの価格に関する提案

さらに、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、電力の規制販売料金および振替料金の変更に關する妥当な提案を提出する責任を負っている。

CREは、公共送配電網使用料金（*Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité*またはTURPE）を設定する意思決定の権限を有している。

残りの規制上の権限の下、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、その権限の実行に有用と思われるあらゆる情報の取得を可能にする極めて広範囲の権限、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権限を与えられている。

またグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律に基づき、CREは、監査される事業体の費用負担で、監査を行う権限を通じて取得した情報を保有する可能性を与えられている。

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、構成員の権能および倫理、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第2019-1147号は、CREの構成を変更する。

(ロ) 規制電力販売料金契約

電気の規制料金に対する権利

フランスにおける規制電力販売料金（「TRV」または「青色」料金）に関する法規制の枠組みの変更の詳細については、2020年度の連結財務書類の注記5.1.1を参照。

「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。

規制上の通知

「青色料金」の料金改定

フランス・エネルギー法第L.337-4条に従い、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、正当な電力の規制販売料金（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。

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。すなわち、1.5%については2019年に効力の生じ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%については電力の規制販売料金の構造（容量および電力の卸売価格、ARENHの上限設定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31日付官報において公布された2020年1月29日付料金決定を通じて）承認され、2020年2月1日に施行された。

その後、2020年夏の料金水準もこのプロセスに従い改定された。2020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、またフランスのエネルギー法に従い、CREは2020年7月2日付の審議において、住宅用顧客向け青色料金において1.54%（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1.58%（税込）の引上げを提案した。CREの提案は、（2020年7月31日付官報において公布された2020年7月29日付料金決定を通じて）承認され、2020年8月1日に施行された。

(ハ) 電力供給契約

フランスでは、36kVA未満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（フランス本土の非住宅用消費者に適用される規制電力販売料金に関する2020年1月29日の決定で定義された適格条件。）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、供給業者と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 3（2）④（ii）（ロ）配電事業」を参照。）。

(ii) 顧客部門の業務

EDFの顧客部門は、フランス本土の大都市圏における電力、ガスおよび関連サービスの販売に関連するすべての事業を統合する。また、すべてのチャネル（電話、電子メール等）を介した顧客要求の管理、苦情処理、請求および債務回収を含む、顧客のあらゆる管理機能を実施する。この業務は、国内の消費者、専門家、企業および地方自治体といった、すべての顧客層に及んでいる。より大口の顧客（産業およびサービス部門）のために、エネルギーサービスは、主にDalkia（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）によって販売および提供されている。

顧客部門は、以下の認識された基本に基づいて業務を行う。

- ・消費者の信頼感のさらなる向上の常時の追求
- ・フランスを拠点とする6,200人の顧客アドバイザーおよび8つの地域コマーシャル部門による現地拠点
- ・デジタル技術、電気モビリティ、自己消費ソリューションおよび電気の柔軟性における永続的なイノベーション

(イ) 顧客の種類別の業務

(a) 住宅用顧客

EDFは、日々イノベーションを進めており、住宅用顧客の満足を優先している。電話での問合せを行った顧客のうち、10人中およそ9人がEDFとの関係に満足している。2020年6月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書では、EDFはその主要な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。

エネルギーの提供

EDFは、規制販売料金（TRV）で電力を供給し、かつ、幅広い電力市場サービスを提供している。2020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、2019年末現在、これには「Mes Jours Zen」、「Mes Jours Zen Plus」、「Vert Électrique」、「Vert Électrique Weekend」、「Vert Électrique Auto」および「デジワット」が含まれていた。その後、2020年1月に、EDFは、「Vert Électrique Bretagne」（「ブルターニュの緑色電気」）という電力供給サービスを開始し、これにより顧客は初めてフランスのブルターニュにおけるグリーン電力の生産を支援できるようになった（EDFの2020年1月29日付プレスリリース「EDFのVert Électrique Bretagneの提供により、顧客はフランスのブルターニュにおけるグリーン電力の生産を支援することが可能になった」を参照。）。「Vert Électrique Bretagne」は、地方でのエネルギー生産の支援に意欲を示し、環境保護に熱心なフランスの多くの人々の期待に応え、これらの人々がブルターニュの特定の風力発電所を支援することを可能にしている。Vert Électrique Bretagneの顧客は、EDFグループがこれらの地域において生産された電力のすべてを、関連する発電源証明書とともに購入することを保証されている。

EDFは、ガス顧客のポートフォリオを拡大するため、ガスの規制料金（TRG）の1キロワット時当たりの価格（VAT控除前）を2%下回る価格で指標化された新たなサービスである「Avantage Gaz Optimise」（「最適化されたガスの利点」）を開始した。当該サービスは、既存の3つのガス供給サービスの範囲をさらに拡大するものである。「Avantage Gaz」の提供は、4年の期間について1キロワット時当たりの固定価格（VAT控除前）に基づいている。「Avantage Gaz Durable」は、「Avantage Gaz」サービスの特性に加え、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並行して、EDFは、住宅用顧客が自らのエネルギー利用状況を監視し、把握できるよう手助けし、「Mes Éco 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施することを奨励している。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年にEDFが開始した現地サービスのプラットフォームである、EDFによるIZI（IZI by EDF）は、特にmychauffage.comの買収（2019年末）およびその後の統合を経て、2020年にはエネルギー・リノベーションおよび電気モビリティの事業者として台頭した。EDFによるIZIは、現在、2019年に策定されたサービス（応急修理作業、小規模工事、屋内の改築およびボイラーの維持管理）に加え、熱に関するソリューション（ヒートポンプおよびボイラー）、断熱、換気および窓の設置に重点を置いたターンキー・エネルギー・リノベーション（顧客見積もりにおけるすべての規制補助の計算および控除を含む。）を提供するとともに、金融ソリューションの提供および品質に対する精力的な取り組みも行っている。

EDFによるIZIはまた、家庭用充電スタンドの設置、「Vert Électrique Auto」によるグリーン電力の供給、欧州内のどこでも充電できるモビリティ・パスである「pass mobilité」（IZIVIAにより運営されている。）の提供および電気自動車のリース等、電気モビリティに移行するためのフルサービスのソリューションを提供している。「第2 3（2）⑥（i）（ii）EDFグループのその他のサービス事業—EDFによるIZI」も参照。

「Coup de Pouce Chauffage」（当該イニシアチブは2019年1月14日に開始された。）という構想の一環として、EDFは、2019年1月に、老朽化した暖房装置をより効率的な暖房装置に置き換えるための資金を提供する「Mon chauffage durable」というサービスを開始した。これには、旧来の化石燃料火力ボイラー（ガス、燃料等）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の良いモデルへの交換が含まれる場合がある。このサービスは、州制度の先を進んでおり、補完的な特典を提供している。各世帯は、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（0%を上限とする。）の融資を受けることもできる（2,000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。）。

EDFは、Samsungとのパートナーシップにより、環境性能に優れた家庭用電化製品を消費者に提供している。2020年には、4,000人を超える顧客が、5,000を超える製品について、EDFのプロモーション・コードを利用することができた。

2020年5月、EDFは、スマートフォンを利用した引越サポート・サービスである「Check」を開始した。Checkは、一般的なアプリケーションと同様、簡単に使用できるウェブベースのアプリケーションであり、ユーザーが忘れていた事項がないか確認するためのチェックリストを個別に提供し、引越しを簡略化し、かつ、引越しを成功させるためのアドバイスを提供するものである。EDFとのエネルギー契約に申し込んだ顧客は、引越し事業、家庭用電化製品、装飾品および建築工事等の一流パートナーと交渉した特別なサービスも利用することができる。

最後に、EDFは、インターネットユーザーおよび新規企業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イノベーションに投資している。当該プラットフォームは、特に、接続対象物の共同開発、アプリケーション・インターフェースの改良およびソフト・モビリティの社会的受容の加速を可能にし、エネルギー移行の最中にある将来のユーザーの福利を最適化している。

省エネ証書（CEE）の獲得

2006年に導入された省エネ証書（CEE）制度は、2018年1月1日に改定された。第4期（2018年—2020年）の国民の義務が、1,600TWh（このうち400TWhはエネルギー貧困世帯のためのものである。）に設定された。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、2018年—2021年の期間について2,133TWhまで増加した。

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および配電事業者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。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。ただし、有効なCEE規則に従って、必要な情報および書類を提出することを条件とする。

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は、地域に深く根差しており、企業用顧客および地方自治体の顧客とともに、持続可能なパフォーマンス、競争力およびカーボン・ニュートラルに関する目標の早期達成のために尽力している。EDFは、一般的利益のために、また利害関係者の長期的な信頼を得るために、顧客へのサービス提供ならびに高水準の品質および信頼性の維持に関してイノベーションを進めている。

EDFの商品

EDF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、競争力があり、かつ低炭素の電気・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。2020年には、EDFは、企業用顧客向けに、スマート・メーターの特性を活用して、午後8時以降の夜間、週末および祝日には低価格で電力を供給する革新的なサービスも開始した。

EDF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ソリューションおよびサービスを提供している。

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を提供している。

最後に、EDF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。EDF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。子会社である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、ニーズに応じて、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、集合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よりイノベーションを進めている。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ている。例えば、EDFは、大口顧客向けに、オーダーメイドの供給ソリューション（主に子会社であるAgregioを介した、再生可能エネルギー発電施設の事業者によるPPA（電力購入契約）の提供を含む。）を開発している。

EDFはまた、子会社であるIZIVIAを介して、設置の寸法に関するアドバイスを提供し、また充電スタンドの販売およびレンタルならびに関連するサービスを行うことにより、企業用顧客および地方自治体の顧客の電気モビリティ計画を支援している。EDFは、自動車業界の大手企業および製造業者とのパートナーシップも締結している。

省エネ証書（CEE）の獲得

さらに、EDFは、産業プロセスに関する取組みを実施し、共同施設および第三次産業用施設を断熱化することにより、業界、サービスおよび地方自治体の顧客の省エネ実現を促進している。EDFは、社会住宅家主と連絡を取り、当該家主の建物の在庫を改築することにより、EDFの「社会不安」に関する目標の達成に貢献している。EDFはまた、省エネ証書（CEE）プログラムに資金提供することにより、環境保護への移行およびエコ・モビリティに対する若者の意識を向上させている。

顧客満足

EDF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は、顧客関係のあらゆる段階をカバーする、顧客サポートの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%から91%が「満足」および「とても満足」と報告し、2018年、2019年および2020年においても安定している。これらの結果は、2020年6月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書において強調されており、同報告書によると、EDFはその主要な競合企業を大きく引き離して、紛争の発生率が最も低かった。

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、エネルギー移行に関して、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ソリューションを提供している。

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サービス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

2020年において、「*EDF Collectivités*」の顧客の全体的な満足度は93.7%（つまり、10人中9人超の顧客が「とても満足」または「かなり満足」と回答した。）となった。

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。2020年において、130,000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答えている。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との充電スタンド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。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、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。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、定期的に監査が行われている。EDFは、グループ方針に基づく個人情報保護に関する指示書を作成した。EDFは、機密性の度合いに基づいて情報および文書を分類し、適切なセキュリティ対策が実施されるようにしている。すべての顧客アドバイザーにこのことが通知されており、これにより顧客アドバイザーは、個人情報保護および関連する権利の行使に関する要求に対応することができる。

すべての顧客部門のアドバイザーに、ラップトップ・コンピューターおよび安全なリモートアクセス機器が支給されている。すべてのアドバイザーのワークステーションにおいて、Surfaceの暗号化が有効になっている。顧客からの権利行使に係る要求は、通常、データ保護責任者（DPO）と共同で管理される。

（二） 規制料金での公共配電委託

委託契約については、「第2 3（2）④（ii）（ロ）配電事業—委託」を参照。

③ フランスにおける最適化業務

電力は貯蔵できないため、EDFは、顧客需要に合った適切な量の電力を、常に、最適なコストで供給しなければならない。最適化の目的は、この需要を予測し、需要を満たすために利用可能な資源（発電資源、長期供給契約、卸売市場における購入等）の間で必要なトレード・オフを実施することである。また、EDFの発電の最適化により、物理的リスク、財務リスクおよび市場リスクがカバーされる。

規制上の通知

エネルギー卸売市場に関するREMIT

2011年12月28日付で効力の生じた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（EU）第1227/2011号（REMIT）は、電力市場およびガス市場の統合において、消費者と市場参加者の信頼が強化されるよう作られている。

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。規則により、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は、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の明細を提出することが定められている。

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。

国内のレベルでは、全国の規制当局が協働し、エネルギー卸売市場の商品取引の監視を行っており、加盟国がREMITの違反に適用される制裁措置を決定する。

フランスにおいて適用される規制は、以下のとおりである。

- ・2013年4月15日付プロット法第2013-312号に基づき、REMITの監視業務はCREに委ねられ、REMITの違反に対する制裁の責務は（CREの制裁および紛争調停に関する委員会である）CoRDiSに委ねられる。
- ・情報収集、登録および専門的な取引を行う者の義務に関するCREの権限を規定した2016年4月14日付政令第2016-461号
- ・（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号第57条II号に基づいて）CoRDiSに提起された訴訟手続に関する2020年7月22日付政令第2020-891号

（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

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指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「2C：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、以下の一連のレバレッジを管理している。

- ・発電所の管理業務（特に原子力発電）のスケジューリング
- ・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）
- ・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（「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（ガス、石炭および石油製品）の卸売市場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。

- ・発電所の稼働期間中に、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（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」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（フランスの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移送可能な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、2021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。

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を供給したほか、電力網事業者の損失を相殺するため、26.2TWhの電力量を供給した。

2021年のARENHの需要は、146.2TWh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。2021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を供給するほか、電力網事業者の損失を相殺するため、26.3TWh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2019年10月30日付決議第2019-237号および2020年11月12日付決議第2020-277号に従い、2020年および2021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：規制環境の変化（ARENH、規制販売料金、環境規制、ESCおよび国家低炭素戦略（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する。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、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。

2017年、2018年、2019年および2020年の市場参照価格は、それぞれ1 kW当たり10.0ユーロ、9.3ユーロ、17.4ユーロおよび19.5ユーロに設定された。

2021年の配電年度について、2020年に行われた6回の市場取引の価格は、発生順に、それぞれ1 kW当たり19.5ユーロ、19.22ユーロ、47.4ユーロ、29.5ユーロ、32.7ユーロおよび39.1ユーロであったと公表されている。

2020年には、6月の市場取引以降、2020年以降の年に係る容量価格が大きく上昇した。これは主に、COVID-19の危機の中にあったこの期間において、発電所の稼働率が低下したことによるものである。

(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業務は、高圧および超高圧の電気回路については送電系統事業者（RTE）が行い、中圧および低圧の電気回路については配電網事業者（Enedisおよび地方配電会社がそれぞれの専属的なサービス提供地域を担当する。）が行う。

エネルギー法の条項内の意味において、RTEおよびEnedisは、独立性とともに経営管理されている子会社である。

（i）送電—Electricity Transmission Network（RTE）

106,047km 高圧および超高圧の電気回路	50 国際電線の数	449TWh 2020年の配電量	1,529百万ユーロ 2020年の投資額

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、2020年末において、106,000キロメートル超の高圧あるいは超高圧の電気回路および50の国際電線を有しており、欧州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。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。

2020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している。

（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の取締役会は、6年の任期で任命された8名の取締役からなり、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。RTEのコンプライアンス監査総監もまた、CTEの取締役会に出席する。

RTE

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

RTEの監査役会は、以下の12名からなり、任期は5年である。

- ・株主総会により任命された8名
 - 法人としてのフランス政府（省令が定める自然人によって代表される。）および政府の長官
 - 株主であるCTE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、従業員を代表する4名
- 2020年8月31日、監査役会の任期が終了した。RTEの株主総会は、2020年9月1日に開始する5年間を任期として、株主およびフランス政府を代表する8名の監査役を任命した。従業員を代表する4名もまた、2020年9月1日に開始する5年間を任期として、RTEの従業員によって選出された。

その他の個人は、監査役会会議に出席するものの、監査役ではない。

- ・政府委員は、国有企業のガバナンスおよび取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第15条に従い、相談役として監査役会会議に出席している。

- ・2018年7月7日付政令に基づき任命された、「EDFおよびその他のエネルギー部門組織」の経済・財政総監（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。
- ・RTEの社会・経済中央委員会（Comité Social et Économique CentralまたはCSEC）の委員長は、フランス労働法（Code du travail）第L.2312-75条に従い、監査役会会議に出席している。
- ・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。

業務執行委員会の任期もまた、2020年8月31日に終了した。監査役会は、2020年9月1日に開始する5年間を任期として、グザヴィエ・ピエチャク氏を業務執行委員会委員長に任命した。業務執行委員会委員長の提案に基づき、監査役会は、2020年11月2日に開始し、2025年8月31日に終了する期間（業務執行委員会委員長と同期間）を任期として、業務執行委員会のその他構成員を任命した。業務執行委員会は、委員長ならびにインフラ管理部門の業務執行取締役であるテレーズ・ブサルル氏、顧客市場・システム部門の業務執行取締役であるクロティルド・ルヴィアン氏、変革・労働環境部門の業務執行取締役であるソフィ・モロー・フォランファン氏および財務・購入部門の業務執行取締役であるローラン・マルテル氏からなる。

（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、2020年7月2日付のCREの決定において承認されたとおり、2012年にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。

したがって、RTEは、送電基盤の管理、送電網へのアクセスの保証、およびエネルギー流量の管理を行っている。

RTEは、電力送電網の事業者として、欧州市場の統合、発電施設の再構築の促進ならびに新たな公益インフラの統合ならびに顧客および自治体全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きた。

2020年3月16日、「極めて重要な事業者」であるRTEは、COVID-19の健康危機の中にあってもすべての事業の継続性を確保するため、事業継続計画を開始した。

規制上の通知

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。CREの2016年11月17日付決定により設定され、2017年1月28日付官報において公表されたTURPE 5 HTBは、適用期間を4年間として2017年8月1日に発効し、当初の料金の引上げは6.76%であった。かかる当初の料金の引上げの後、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。）が行われている。2020年8月1日の料金の変動幅は、-1.08%であった。

新たな料金体系の期間が2021年8月に開始される予定で、適用期間は4年間である。かかる新たな料金体系の枠組み、構造および水準は、TURPE 6 HTB料金に関するCREの2021年1月21日付決定（2021年度第1四半期にフランスの官報において公布することを視野に入れている。）によって規定される。かかる決定によれば、最初の料金の引上げは2021年8月1日付で1.09%とし、期間中の平均年間引上げ率を（期間中の年間インフレ率が平均1.07%というシナリオに基づき）1.57%と定めている。

RTEの資産における財務リターンは、規制資産ベース（RAB）に税引前の名目レートを乗じることにより算出される。かかるリターン率は、TURPE 5の料金期間については、6.125%であった。TURPE 6の料金期間については、料金決定により、4.6%のリターン率が定められている。2021年1月1日におけるRABは、14.5十億ユーロ（金額はCREに服する。）であった。RABの価額にはRTEの稼働開始済みの工業資産が含まれ、そこから投資補助金が差し引かれるが、（TURPE 5料金の適用期間中の2020年までは3.7%の負債の金利で、またTURPE 6料金の適用期間中の2021年以降は2.4%の負債の金利で報酬を得ることとなる）建設中の資産は除外して計算される。

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、特に以下の目的のため、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。

- ・規制販売料金および基本必須特別料金で電力を供給する公共サービスに係る義務を履行すること。
- ・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。

(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。大規模なデータ分析によって、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の承認のために提出される年間投資プログラムを毎年作成している。2020年において、RTEは、COVID-19の健康危機が背景にあったにもかかわらず、投資の大部分を継続した。ロックダウン期間中に事業を継続するために講じられた措置および先を見越した介入処置のスケジュール変更により、実施すべき業務のうち延期されたものはわずかであった。

2020年には、RTEの合計投資額は高水準で維持され、1,529百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資は、以下に関連している。

- ・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「IFA 2」）の敷設の継続
- ・フェカンおよびサン・ブリューに建設予定の洋上風力発電所の連系工事の着工
- ・サンナゼール洋上風力発電所の連系工事の継続
- ・リール南部およびアラス北西部をつなぐ400,000ボルトのアヴラン・ガヴレル・リンクの再建設計画工事（2019年に開始）
- ・オート・デュランス・プログラム（オート・デュランス・バレーへの供給確保）の再開

2021年におけるCRE承認済みのRTEの投資プログラムは、1,717.6百万ユーロである。これは、エネルギー移行およびEUの市場統合による変化を支援するための電力網の開発に係る10年計画（*Schéma décennal de développement du réseau*またはSDDR）に示される推移が実施されたことを意味する。投資プログラムは、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、大規模な送電網対応プロジェクトの継続ならびにITシステムおよび不動産の開発および刷新を特徴としている。

（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、また電力市場関係者が、近隣諸国間の価格差を利用して、欧州連合内の別の国においてエネルギーの販売および購入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。

フランス国内の電力市場において電力網に関する規約および新たな規制が施行されたことにより、地域調整センターが設立され、欧州の電力網事業者の業務調整におけるCoresoのような事業体の役割が公式のものとなった。その結果、Coresoは現在、フランスを含む様々な地域の容量および稼働率を計算するための地域調整センターとして法的に指定されつつある。

（ハ）2020年エネルギー・レポート

2020年の総消費量は、前年度から5%減少し、449TWhとなった。この減少は、健康危機および全体的に気温が温暖であったことの両方に起因している。

2020年のフランスの取引高は、2019年と比較して12.5TWh減少し、43.2TWhとなった（出典：RTEの電力報告書）。輸入量が増加して34.6TWhに達した一方、商業的輸出量は大幅に減少し、77.8TWhとなった。しかしながら、フランスはすべての国境を越えて輸出を行い、欧州で最も輸出量の多い国であることに変わりはない。

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。2020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4秒であり（CREが設定した目標は2分48秒）、供給停止頻度は0.341であった（CREが設定した目標は0.46）。

（ii）配電—Enedis

37.2百万 顧客数	1.38百万km 電力網	3,962百万ユーロ 2020年の投資額	38,624人 従業員数	421件 委託契約数

配電網事業者としてのEnedisの主な職務は、常に安全性を保証しか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年に設立され、2016年にその名称をERDFからEnedisに変更し、現在は、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%は地方配電会社（LDC）により配電されている。2020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37.2百万超の顧客（配電地点）に対して、458,900

か所を超える発電施設から電力を供給した。これに加え、16,700の発電事業者が送電網非接続型の自家消費施設を申告したため、発電施設の総数は475,600か所に達した。

2020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653,390キロメートル
- ・400ボルトの低圧（LV）線728,391キロメートル
- ・2,224個のHVB／HVA変電所
- ・796,148個のHVA／LV変電所

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、この配電網に接続しているすべての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。

2020年の電力損失は23.3TWhであり、損失率は6.01%（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年間の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を補填するために行われたエネルギー購入は、過去の事業年度の再表示を含め、1,116百万ユーロであった。かかる損失を補填するために、Enedisは、組織された市場プラットフォームにおいてまたは約20の認可された供給業者との入札により、相当する電力を卸売市場にて購入している。Enedisはまた、DOAAT内の購入義務に係る職務に基づき開催される協議にも参加している。

損失補填に係るARENHの権利は、（該当する場合）製品の認可された供給業者の委員会との特定の入札を行うことにより、Enedisに付与される。

2020年には、COVID-19の流行により、供給量が推定8.4TWh減少し、損失への影響は－0.7TWhであった。

（イ） Enedisの組織

フランス本土における配電事業は、ほとんどが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。）により提供されている。

EU指令に従い、配電網事業者に対し拘束力を有する送電網の公平な利用および独立性に関する規則に準拠するために、配電網事業者は、エネルギー供給および発電業務から独立していなければならない。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、その機能および意思決定の独立性を保証するため、当該配電網事業者は法的に区別されなければならない。この関連で、EDFおよびGaz de France（現在のENGIE）は、2008年に配電網事業者を子会社化した。さらに、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。）。

Enedisの監査役会は、以下の15名からなる。

- ・定時株主総会により任命された8名
- ・公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号の規定に従って選出された、従業員を代表する5名
- ・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任命された1名
- ・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、施行令により任命された1名

2020年2月9日、2名で構成される業務執行委員会を統括する業務執行委員会委員長が新たに任命された。2020年8月1日、Enedisの業務執行委員会は、監査役会の監督の下に職務を遂行した役員5名へと増員された。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、2020年4月21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、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、また他の電力網との相互接続を提供する。

- ・利用者に対し、電力網へ効果的に接続するために必要な情報（規則および法令により保護されている情報を除く。）を提供する。
- ・これらの事業に即した、エネルギー規制当局（エネルギー省、エネルギー規制委員会（CRE）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・事業に関して、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。
- ・当該電力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。
- ・市場が適切に機能することを保証し、市場参加者に対し、電力網およびデータへの平等なアクセスを提供する。
- ・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。

- ・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
- ・顧客満足度の確保（可能な限り最適な接続時間の提供ならびに顧客からのフィードバックおよびアンケートを利用したより良いサービスの提供）
- ・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）の実施
- ・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（「第2 3（2）④（i）（ロ）RTEの事業」の規制上の通知の枠内の「電力網に対する第三者のアクセス」を参照。）
- ・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

投資の変化

2020年、Enedisは3,962百万ユーロを投資した。1,584百万ユーロは（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、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1,998百万ユーロが割り当てられた。最後に、情報システムおよび運用資源（自動車、機械、不動産等）に379百万ユーロが投資された。

さらに2020年、委託機関が730百万ユーロを投資した。これにより、2020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4,692百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年
接続および強化	1,584	1,623
規制上、安全上および配電事業者としての義務	409	445
作業設備および運用資源	379	365
電力網の近代化 ⁽¹⁾	1,589	1,821
Enedisの投資合計	3,962	4,254
第三者および地方自治体からの割当作業⁽²⁾	730	725
電力網投資合計	4,692	4,979

(1) このうち682百万ユーロは2020年、722百万ユーロは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。2020年、当該予算は314百万ユーロとなった（2019年は319百万ユーロ）。

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。2020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58分であった。これは過去15年間で最高の実績であり、2020年が比較的天候に恵まれた年であったことと、近年実施されたレジリエンス・イニシアチブの効果によるものである。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が維持されていることと、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。2020年、FIREは6度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）保険－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、太陽光発電施設の電力網への接続件数が再度増加し、2020年、876MW（2019年末現在では858MW）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も引き続き増加しており、789MWが2020年に配電網に接続された（2019年は1,202MW）。

2020年末現在、合計約24.2GWの太陽光発電および風力発電が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9.1GW、風力発電が15.1GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に水力発電所（1.6GW）、コジェネレーション（2.5GW）、バイオガス、バイオマスおよび給電指令可能な化石燃料火力発電を含む。）が加算される。2020年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約30.2GWであった。

2020年、30,200か所を超える太陽光自家消費施設が接続され、2020年の小規模事業者の接続のうち、約99%を占めた。

さらにEnedisは、再生可能エネルギーの送電網への接続のため、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、82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つのタッピング契約に申し込む場合（個人の自家消費者に対する単一の給電契約のオプションの有無は問わない。）について、供給者と配電事業者との間の業務手続を定めたものである。

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、2021年1月1日に一部の専門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。Enedisは、かかる最新の大規模な変更を支援した。さらに、250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詳細な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。

規制上の通知

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が占めている。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 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（4.0%の料率での）規制株主資本の報酬の合計額から算出される。

CREは、2020年5月20日付決定により、2020年8月1日の料金の引上げ率を年率調整式に従って2.75%に設定した。

CREは、2021年1月21日付で、TURPE 6（HVAおよびLV）配電料金に関する決定を発表した。かかる料金は、2021事業年度から2024事業年度までの期間に係る費用をカバーすることを目的として、2021年8月1日以降、約4年間適用される予定である。かかる決定は、暫定的なインフレ率に0.31%を加えた料率で、毎年8月1日に料金が引き上がることを規定している。かかる料金に関連して、Enedisの財務報酬の大部分は、（2.5%のRABで支払われる）管理資産報酬と（2.3%の料率での）規制株主資本の報酬の合計額によるものである。かかる決定は、フランスのエコロジー移行担当大臣および経済・財務・回復担当大臣に提出され、フランスの官報において公布される予定である。

委託

2020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421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。

2017年12月21日、フランス全国委託元当局連合会（*Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies*または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および長期化が進むこととなる。健康危機および地方選挙により、一部交渉の締結が遅延したにもかかわらず、委託契約の更新は、2020年においても継続した。2020年12月31日現在、240の委託契約が、かかる新モデルに基づき締結された。2021年末までに既存の契約様式を用いて締結された契約のほとんどすべてを更新することを目標に、その他の交渉が行われているか、計画されている。

規制上の通知

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法第L.2224-31条に従って、公共配電は公共サービス委託制度の下で行われる。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、その対象範囲が県単位の場合もある。

欧州指令に従って行われた生産・供給業務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、それぞれの独占サービス地域において、EDFおよび地方配電会社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、それぞれの独占サービス地域においてはEnedisおよび地方配電会社に委ねられ、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条では、委託契約は、委託機関、（公共配電網の運営に関する側面については）配電網事業者（またはその地域における関係地方配電会社）および（規制料金での配電に関する側面については）EDF（またはその地域における関係地方配電会社）の三者間によって締結されなければならないと規定している。

法律または法律学が規定する範囲内において、委託機関は返還可能資産（返還可能資産とは、委託期間終了時にそれを付与した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、最初からかかる地方自治体に属するものとみなされる。これは委託契約または法律において定められている。デフォルトでは、一般的に返還可能資産として認められている資産は、委託サービスの遂行において必要不可欠とされる資産である。）を構成する配電網の所有者である。

2014年2月26日付共同体指令2014/23/EU第10.1条を国内法に置き換えたフランス公共調達法第L.3213-1条に従い、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、公開の競争入札手続なしに、相互の合意によって締結される。

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、2020年11月24日に公共配電網に統合された。この日まで、上昇配電線の所有者および共同所有者には、上昇配電線の統合を前もって申請する機会が設けられていた。また上昇配電線の所有者および共同所有者は、配電線の所有権を保持することもできる。

(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。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。

(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、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、供給業者およびその他の顧客がそれら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。また、Linkyメーターを大規模に（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）導入したことで、新たに任意的公開買付けが加速した。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。

2015年12月1日、Enedisは、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（メーターおよびコンセントレータ）ならびに設置サービスに関して締結された最新の契約における価格を考慮して、2014年から2021年の期間に関して4,455百万ユーロから3,972百万ユーロへと下方修正された。）であった。2020年末時点の完全展開に係る（2014年から2020年の期間の）累積投資額は、合計3,415百万ユーロに達し、29.66百万個の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29.03百万個がすべてのサービスを対象としていた。Linkyメーターの設置率は78.6%（CREが掲げた2020年末の目標は80%）であった。フランスにおける世帯のおよそ5戸のうち4戸が、Linkyスマート・メーターを設置している。

Enedisは、フランスにおけるスマート電力グリッドに係る産業部門を、その他のフランスにおける同部門の企業とともに現在約100名のメンバー（主要な事業者、新規企業、大学、研究機関等）を有する「Think Smartgrids」構想を通じて組織化した。

同社の目的は、欧州においてリーダーシップを維持し、その他の諸国に拡大させることである。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。

規制上の通知

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年までの間に設置されたメーターおよび関連情報システム専用の規制資産ベース（RAB）に基づき、特定の規制上の枠組みに服している。

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さらに達成するために、インセンティブ規制について7.25%の税引前の名目リターン率および3%の追加プレミアムが定められ、RABへのリターン率は10.25%となった。また、インセンティブ規制によって、リターン率を引き下げる（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2020年1月23日付決定において定められた。

さらに、顧客向け料金に対するLinkyの中立的な影響を保証するために、延長料金が適用されたが、これは2014年から2022年までの期間に係る支払いが、2023年から2030年まで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年までにその全額が支払われる予定である。2020年12月31日現在、繰延額は、+1,650百万ユーロであった（この金額は、2020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。）。

エコロジー移行

2020年9月、Enedisは「エコロジー移行を推し進めるフランスの推奨公共サービスとなる」という2020年から2025年にかけての産業および人間に係る目標を発表した。Enedisは、現在の変化に対応し、かつ将来の変化を予測し対応するため、各地域において、またその顧客と共同で、産業パフォーマンスおよび持続可能なアプローチを両立させる。

当該プロジェクトは、複数年エネルギー計画（*Programmation pluriannuelle de l'énergie* (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現状の変化を考慮しており、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。一方、とりわけ電気自動車の開発が見込まれていることから、新たなエネルギー使用法を生み出す新たな電力関連事業の成長が予想されている。電力貯蔵容量およびサービスの開発のためにエコロジ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る。これらの移行の大半は、配電網に基づいており、エコロジー移行の中核となる。

これに関して、Enedisは、消費者市場および企業用市場の電力業者および消費者の双方を対象として、大幅に最新化された電力網の提供を可能にし、Linkyメーターを構成要素の1つとするいくつか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、主に低圧および中圧の電力網のリアルタイムのモニタリングおよびステアリング、事象の予測、再生可能エネルギーと電気自動車との融合、貯蔵管理ならびに電圧維持等に及ぶ。配電事業者の課題は、社会の費用負担を最低限に抑えながら、電力網を開発し、エネルギー移行を支援することである。Linkyの展開の広範な活用および新技術により、消費、発電および電力網の状態に関するより良い理解ならびに高まる融通性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、投資を最適化することができる。

展開されているスマート・ソリューションは、接続対象物、融通性、個人および共同の自家消費、需要管理、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いる。新たなデジタル技術は（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）における電力網のすべての構成を徐々に備えている。

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、電力網の大規模な近代化を継続する。とりわけ送電網の資産の予測維持管理（モデリングおよび故障予防）のため、人工知能に基づく技術が徐々に試され、送電網において展開されている。

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・イノベーション（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。ブロックチェーンおよび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、情報システムに接続された新たなツールを従業員に提供している。

同プログラムは、顧客に対してより良いサービスを提供することを目的としている。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。

「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。

Enedisは、DNM（配電網管理者）からDSO（配電システム事業者）への移行を進めており、一般的な推進役および特に地方（都市、地域等）を含む各段階およびすべての利用に関するエネルギー移行およびエコロジー移行の推進役として行為する。この役務は、電力網に限らず、スマート・シティを目指す地域企業および都市に必要とされる関連データもカバーしている。

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。

2020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継続して取り組んだ。大多数の充電スタンドは、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。2020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150を超えるプロジェクトのパートナーとなっている。

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2020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年間で新たに毎年約800人を雇用する予定である。

気候変動の緩和策

Enedisは、自社の温室効果ガス排出量を大幅に削減し、またそれに留まらず、これに関して供給業者が野心的なアプローチを採択するよう働きかけ、2050年までに「カーボン・ニュートラルリティ」を達成することを目指している。残りの排出量は、（特に森林再生を通じた）認定を受けた監査可能なプロジェクトに資金拠出を行うことで相殺される。

Enedisはまた、低炭素電力ソリューションの大規模な展開を加速させ、スマート・メーターおよびスマート・グリッドを導入した電力消費を管理することで、COP21の目標に貢献したい意向である。

・ Enedisは、自社の1.2Mt CO₂eqの排出量（範囲1および2）を大幅に削減し、範囲3の2.4Mt CO₂eqを可能な限り削減するために供給業者および供給会社との間で野心的な措置を進めることで、2050年までにカーボン・ニュートラルになる。残りの排出量は、認定を受けたネガティブ・エミッション・プロジェクト（森林再生等）によって相殺される。

Enedisは、2025年までに初期の目標である20%の削減を達成するために、以下の計画を策定している。

- 自動車の電化を継続し、2030年には同社の小型商用車の100%を電気自動車にすること、また、遅くとも2050年には同社の建設車両の100%を電気自動車にすることを目標に掲げている（2020年末現在、同社の発電所の18,814台の自動車のうち、およそ15.5%の2,913台が電気自動車であった。）。
- バックアップ用発電機について、低二酸化炭素排出型のモバイルソリューション（バッテリー、燃料電池）への交換が進められている。
- 電力源変電所の維持管理の最適化および新たな高電圧電池の技術の変化を通じたSF₆排出量の削減
- 高炭素発電が再生可能エネルギーの生産に置き換えられ、電力排出量が減少する結果、損失買取りにより生じる排出量の削減
- 「サービス部門命令 (*décret tertiaire*)」に記載のとおり、2030年までにサービス部門施設（情報技術に関するものを含む。）のエネルギー消費量を2010年度から40%削減
- Linkyメーターによって顧客宅内への介入が減少し、対面式の会議が急速にビデオカンファレンスに置き換わり減少することで、テレワークの進展を通じて個人および専門家による移動が最適化される。
- 供給業者および供給会社が、コミットメント憲章、環境基準、機器のエコデザインおよびリサイクル素材の利用を活かしてカーボン・ニュートラルリティに尽力する。

・ Enedisは、化石燃料エネルギーを革新的な電力ソリューションに置き換え、消費量の管理を目的とした電力システムのスマート管理を展開することで、フランスの低炭素国家戦略の実施に関して主要な事業者になる予定である。

Enedisはまた、その他様々な形でその総力を結集している。

- 配電網における新たな電力ソリューションの統合を進めること：再生可能エネルギー（2035年までに67GW）、充電スタンド（2035年までに12百万を配電網に配備）、自家消費および貯蔵
- 電力使用およびより効率性の高い処理法を開発すること：ヒートポンプ等
- スマート電力網およびスマート・メーターを利用し、消費量を管理すること
- 新たな形の柔軟性を開発することで安価で電力システムのスマート管理を確保すること

・ 低炭素戦略を検証するため、Enedisは、EDFグループからの要請のとおり、科学的根拠に基づく目標の認証（SBTi）の取得を目指している。

Enedisは、気候に関するイニシアチブの他、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組みおよび「アクト・フォー・ネイチャー」（現「自然のために取り組む企業—アクト・フォー・ネイチャー・フランス」）の旗印の下で、その他のイニシアチブの支援を行っている。

(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、本土の電力網と接続していない、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。

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。

IESの主要な特徴

	2020年末合計
顧客数	約1,185,000
電力網の長さ(単位: km)	約38,200
EDFの設備容量(*) (単位: MW)	2,005
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	22%
火力発電所	78%
EDFによる発電量(*) (単位: GWh)	5,659
水力発電量	22%
第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)	4,020
バガスを含む再生可能エネルギー	41%
その他のエネルギー	59%
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	9,679

(*) EDFグループの完全子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (PEI)のEDFのIES部門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、行政府部門、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。

変更点および見通し

発電所の脱炭素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。

EDF PEIが2012年から2015年の間にラ・レユニオン島、マルティニーク、グアドループおよびコルシカ島にて稼働開始した電力発電所は、革新的な技術を備え、最善の産業面・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。

新たな発電所は、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。PPEに定められた地域において、EDF PEIは、バイオマス液体燃料を利用する新たな発電所の運営または既存の発電所の液体バイオマス利用への転換を構想している。

EDF PEIは現在、フランス領ギアナの蓄電池貯蔵について、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能力を強化している。

SEIに関して、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、これらの地域の大半における消費量の継続的かつ緩やかな成長は、電力網事業者としてのEDFによる配電網の開発および強化継続に繋がった。

EDFは、2020年に発電事業（EDF PEIを含む。）およびその電力網事業に対して総額250百万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、非同期的な再生可能エネルギーをIESに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のバッテリーを設置した。

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。2020年末現在、496,600個を超えるメーターが設置された。

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

Électricité de Strasbourg (ÉS) は、アルザスのエネルギー電力業者であり、4つの事業（電力の配電、エネルギーの供給、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生成）を通じて、その地域における長期的なエネルギーおよび経済面に係るパフォーマンスに取り組んでいる。こうした事業のポートフォリオにより、ÉSグループは、エネルギー移行に係るより良い支援を顧客に対して提供することが可能となる。

ÉSはまた、主に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同社の従業員により保有されている。同グループの株式は、ユーロネクスト・パリで取引されている。

(イ) 配電

Strasbourg Électricité Réseauxは、配電を担当するÉSの子会社である。同社は、公共配電網の管理業務を独立して担当している。

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566,000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。

(ロ) 販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSの販売およびマーケティングの子会社である。2020年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、555,000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近くのガス顧客における（サービス分野および産業分野の）住宅用顧客および企業用顧客の両方または地方自治体に対して、電力を供給している。

電力およびガスの供給のほか、ÉS Énergies Strasbourgは、顧客が自らのエネルギー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

エネルギー・サービスに特化した子会社であるÉS Services Énergétiquesは、ÉSおよびDalkiaが50対50の割合で保有している。ÉS Services Énergétiquesは、エネルギー移行において持続可能なソリューションの提供者およびエネルギー・パフォーマンスの創始者として位置づけられており、世界規模のパフォーマンス市場において、かつエネルギー・パフォーマンスに係る契約について魅力的なオファーを提供し、電力網（発熱、電力および街路灯電力網）の管理および防護を行う。また同社

は、マス・ケータリングの作業の提供者に関するエンジニアリングを担っている。ÉS Services Énergétiquesは、ストラスブール・ユーロメトロポールにおいて3つの暖房ネットワークおよびこれらのネットワークにグリーン・エネルギーを供給するバイオマス発電所を運営しており、年間40,000トンの二酸化炭素（自動車17,000台分の排出量に相当）の節減をもたらしている。

（二）再生可能エネルギー発電

深部地熱発電

ÉS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4年間にわたり、リッテシヨフェンにおいて初の工業用深部地熱発電所を運営しており、その発電量は継続的に上昇している。同社は、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源を用いて平均で約182GWh（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2020年、4GWh（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。

最初のボーリング孔におけるテストで得られた結果は、予想されたパフォーマンスと大きな相違を示している。したがって、モデリング調査が2020年に実施され、数か月に及ぶ予定である。これに基づき、従来行われてきた技術面・財務面のシミュレーションは、現時点でイルキルシュ・プロジェクトに関して既に約束している発電量を回収できる否かは不透明であることを示している。結果として、2020年12月31日現在、対象となっていた資産は減損された。

11月に発生した地震事象およびとりわけ2020年12月4日にストラスブール大都市圏で発生した第三者によるマグニチュード3.5の事象は、バラン県がDREAL（地域圏環境・整備・住宅局（DREAL））による行政上の調査を命令し、進行中の地熱プロジェクトの一時停止を報道機関を通じて発表する事態に発展した。ストラスブール・ユーロメトロポールは、深部地熱エネルギーに関する調査・評価団（Mission d'Information et d'Evaluation - MIE）を設立することを決定した。

バイオマス

ストラスブールのバイオマスのコジェネレーション発電所は、ヴォージュ山脈およびシュワルツワルトの木工業の残留物を利用している。この37Wの火力発電所は、再生可能資源から毎年70GWhの電力および112GWhの熱電を生産し、それによりストラスブールの主要な3つの暖房ネットワークの2つを補っている。

水力発電

フラモン水力発電所は、2019年9月に稼働を開始した。同発電所は400kWの容量を有し、350戸の世帯の年間エネルギー消費量に相当する年間約1.5GWh（水の供給量による）を生成する。

[次へ](#)

⑤ 国際事業

EDFグループは、世界のおよそ38百万の顧客（国内の顧客、法人および地方自治体）に対して電力およびガスを供給している。同社は、主要な欧州市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における主要なエネルギー事業者である。当グループは、新興国において低炭素ソリューションを開発し、欧州における地位を強化することで、新たな地理的地域への進出を目指している。

32.7百万人 電力顧客	26ヶ国 グループの運営範囲	30百万人 世界でCitelumによる照明を 享受している人

(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。）。

英国のEDFは、主として以下の分野で活躍している。

- ・英国における発電および廃炉の責任の遂行
- ・住宅用顧客および企業用顧客への電力およびガスならびにエネルギー・ソリューションの供給
- ・CGNとのジョイント・ベンチャー（JV）によるヒンクリー・ポイントにおける新たな原子力発電所の建設
- ・新たな原子力発電所の開発
- ・EDF Energyの子会社であり、EDF EnergyとEDF Renewablesとの間のジョイント・ベンチャー（JV）であるEDF Renewables UKを通じた再生可能エネルギー
- ・DalkiaとのJVによるImtechを通じた顧客施設における技術サービス、エネルギーおよび低炭素ソリューション
- ・特にPod Pointの買収を通じた電力モビリティ

また、EDF Tradingは、EDFグループおよび第三者に対して最適化およびリスク管理サービスを提供している。

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17%を生産している。

EDF Energyは、2020年12月現在、5.22百万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。

同社は、2020年12月現在、英国全体でおよそ11,717人を雇用している。

EDF Renewables UKは、英国およびアイルランドにおいておよそ1GWの稼働容量を有し、およそ4GWの計画および開発を行う新たな再生可能電力発電および貯蔵プロジェクトについて運営および開発を行っており、これにはPivot Power (<https://www.pivot-power.co.uk/who-we-are/>を参照。)を通じた電気自動車の急速充電を可能にする大規模な蓄電池および大容量の電源接続の開発が含まれる。

Imtechは、英国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つであり、特に公共部門（Breathe）においてエンジニアリングおよび委託（Imtech Engineering ServicesおよびSUIR）から技術設備の管理（Imtech Inviron）、システム統合およびデジタル・ソリューション（Capula）ならびにエネルギー・サービスおよびエネルギー・パフォーマンスの委託まで、意欲的に取り組んでいる（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）。

2020年度中、EDFは電気モビリティにおいて、英国最大の電気自動車（EV）の充電会社の1つであるPod Pointの株式の過半数を、Legal & General Capital（2020年2月13日付プレスリリース「EDFグループが英国最大の電気自動車（EV）の充電会社の1つであるPod Pointを取得」を参照。）との新たなJVを通じて取得した。英国のEDFは、（i）英国の充電箇所の運営における主導的な立場の維持および構築、（ii）スマート充電の開発、ならびに（iii）時間帯別料金、低炭素EV料金および英国のドライバーらの電気自動車化に向けた幅広いサービスの提供を目指している。

2020年、英国のEDFは、グリーン・リカバリーに関する計画および持続可能性に関するロードマップを発表し、英国がネット・ゼロ（<https://www.edfenergy.com/about/green-recovery> ; <https://www.edfenergy.com/about/sustainability>）を達成できるよう支援するための取組みを発表した。

(イ) EDF Energyの戦略

国内最大の低炭素電力発電事業者であるEDF Energyの目的は、英国がネット・ゼロを達成できるよう支援することである。同社は、その7つの事業分野において脱炭素型エネルギー・システムへの移行を主導していくことで、これを実現させる（「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。）。

EDF Energy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7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CAP2030に完全に準拠しており、安全衛生、費用効率の改善、持続可能性および事業にわたる研究開発活動への注力により支えられている。

COVID-19パンデミックは、英国の事業環境に多大な影響を及ぼした。危機的状況の中で、EDF Energyは、その顧客に対するエネルギー供給およびサービス提供の継続ならびにその従業員、請負業者、顧客およびコミュニティの健康、安全および福祉を優先してきた。同時に同社は、社会の必要不可欠なエネルギー需要に応じることでその重要な役割を果たし、かつ英国の低炭素発電に対する50十億英ポンドの投資を可能にする計画を含め、英国政府の経済復興計画を支援してきた。

EDF Energyは、顧客事業において、3.5百万を超える英国国内の家庭および企業ならびに様々な公共サービス、とりわけ国民保健トラスト、救急サービス、高等教育機関および学校、地方自治体ならびにウェールズおよびスコットランドの地方分権政府に対して尽力している。

EDF Energyは、優れた顧客サービスに関して、また脱炭素の主導者として評価を確立することに重点を置いている。同社は、TrustPilotにより「最高」の評価を維持しており、住宅用および小企業用の電力料金をゼロカーボン電力（英国政府（BEIS）は、風力、太陽光および原子力燃料による電力について、発電の段階で二酸化炭素を排出しないことを認証している。2020年11月現在のTrustPilotによる評価。）で後押ししている。

EDF Energyは、英国の家庭、企業および公共部門がネット・ゼロを達成できるよう支援するため、電力モビリティ、低炭素暖房、フレキシビリティ・サービスおよびスマート・メーターをデータ・サービスと混合させた分野において、ソリューションの開発を行っている。EDF Energyは、国家プログラムの一環として、エネルギー企業義務（ECO）スキームならびに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、エネルギー効率化に向けた設備の主導者として規制上の義務の履行に取り組んでいる。2020年、EDF Energyは、約343,000個のスマート・メーターを追加で設置した。

パンデミックは、英国の住宅市場において実施されている既定料金の上限および競争が激化した環境も伴って、費用効率および効率的かつ強靱な運用モデルが引き続き主な優先課題であることを意味している。

電力発電においては、EDF Energyは、オペレーショナル・エクセレンスおよび安全で信頼性ある発電の継続を通じて、既存の原子力、石炭およびガス資産の価値の確保を目指している。この取組みには、コンバインド・サイクル・ガス発電所であるウェスト・バートンBの運営の最適化および2021年9月まで供給量契約を締結しているウェスト・バートンA石炭火力発電所の残存耐用年数の価値の最適化が含まれる。EDF Energyは、2024年までに石炭火力発電を停止することを目指している政府の方針を支持する一方で、2021年9月以降も引き続き選択肢を検討する。

EDF Energyは、事業が発電から廃炉へと進化を遂げる中で、同社の能力を保護し、開発するための人材計画として、2019年に閉鎖したコッタム石炭火力発電所の廃炉を行う。

EDF Energyは、改良型原子力ガス冷却原子炉（AGR）発電所において、移行に関して同一の課題に直面している。2009年以降、EDF EnergyはそのAGR発電所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。2020年度中、EDF Energyは、ハンターストンおよびヒンクリー・ポイントBにおけるAGR発電所について、それぞれ遅くとも2022年1月7日および2022年7月15日までを期限として、発電を停止することを発表した。同社は、これらの発電所が発電を停止した後、燃料取出を行う予定である。

EDF Energyは、AGR発電所が限界に近づくにつれ、耐用年数終了時の価値の最適化および英国の原子力発電所の操業におけるその専門技術を基に、（原子力負債ファンド（NLF）からの資金供給を受けて）燃料取出に関する新たな事業の支援に転換することに努めると同時に、サイズウェルB加圧水型原子炉の安全かつ安定した操業に引き続き重点を置き、新たな原子力発電所を支える能力およびスキルを活用している。

EDFは、China General Nuclear Corporation（CGN）と連携して、EPR技術に基づき、サマセットのヒンクリー・ポイントにおける2基の新規の原子力ユニット（3.2GWの合計容量）を建設している。またEDF Energyは、サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトについて、2020年12月に英国政府がEDFを相手に同プロジェクトの資金拠出に関する協議に入る旨を発表したことを受け、CGNと協働して進めている（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。また、エセックスのブラッドウェル・オン・シーにおいて、CGNの「UK HPR1000」中国テクノロジーに基づく新規の原子力発電所の開発が提案されている。

EDF Energyはまた、その計画の一部として、原子力を用いた水素および熱の生成に係るモデルを研究している。

（ロ） EDF Energyの事業

EDF Energy	2020年12月31日	2019年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	40,850	44,526
供給ガス (単位: GWh)	29,462	28,527

住宅用顧客口座数(単位：千) ⁽²⁾	4,837	5,043
従業員数 ⁽³⁾	11,717	11,834
記録可能な事故発生率合計 ⁽⁴⁾	0.59	1.03

- (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 UKおよびヒンクリー・ポイントCプロジェクトを除く。HPCの2020年12月末現在の災害度数率（AFR）は、0.081である。

(a) 英国の原子力発電所に適用される規制

以下の規制は、EDF Energyによる発電および英国における新規の発電資産のいずれにも適用される。

規制上の通知

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および開発中の原子力発電所のそれぞれ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。2008年計画法（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。

原子力規制局（ONR）

英国における原子力規制局（ONR）および環境当局（EA）／スコットランド環境保護局（SEPA）は、英国の原子力施設に適用される安全保障、緊急時計画および環境上の規制に対して責任を負っている。

ONRは原子力施設の規制および査察の責任を負い、また以下の法律がONRによって監督されている。

- ・現場の労働者その他の安全性に対するEDFの責任を定義する1974年労働安全衛生法（1974年HSWA）
- ・原子力発電所の事業者が原子力発電所用敷地許可を取得および遵守し、原子力責任保険を維持する必要性を生じさせる1965年原子力施設法（1965年NIA）
- ・2013年エネルギー法（第3部）（2013年EA）はONRに法的機関としての地位を与えた。また、同法により、ONRの目的が原子力の安全性、原子力施設における健康と安全、核安全保障および原子力の保障措置と輸送であることも確認された。同法の別紙8には、ONRの検査官の権限が記載されている。
- ・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および市民の保護を規定する2017年電離放射線規則（2017年IRR）
- ・2016年環境許可（イングランドおよびウェールズ）規則ならびに2018年環境許認可（スコットランド）規則。2016年の規則は、放射性物質に関する現行の許可の枠組みを規定する。2018年の規則は、環境活動の許認可の枠組みを規定するものであり、現在は放射性物質に関する活動のみが含まれている。EAおよびSEPAはそれぞれ、これら2016年と2018年の規則を担当する規制当局である。

ONRは、1974年HSWAの範囲内における活動の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、2013年EAおよび原子力発電所用敷地許可に関する36の条件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、これらを変更するかまたは取り消すことができる。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、取決めに承認し、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もしくは2年以下の懲役のいずれかまたはその両方である。

(b) 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。2020年は、2019年と同様、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。INESレベル1の事象が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。2020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0.021mSvであった。2020年において個人が受けた最高線量は2.6mSvであった（年間法定線量限度は20mSvである。）。

発電所の耐用年数

各発電所の実際耐用年数は、主に、発電所のセーフティ・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。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。

「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「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—英国における原子力施設」も参照。

発電所別の発電容量および発電量

発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位: MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位: TWh)	
		2020年	2019年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,090	△0.2	△0.2
ハートルプール	1,185	8.5	7.6
ヘイシャム1	1,060	6.1	6.8
ヘイシャム2	1,240	8.9	10.3
ヒンクリー・ポイントB	965	1.8	6.9
ハンターストンB	985	2.3	1.0
トーンズ	1,200	9.9	10.1
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	8.4	8.5
合計	8,923	45.7	51.0

負荷率 ⁽³⁾	58 %	65 %

- (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

2020年における原子力発電所の発電量は、2019年（51.0TWh）から5.3TWh減少して、45.7TWhであった。発電量の減少は、主に以下に起因している。

- ・ヒンクリー・ポイントBにおいて、黒鉛点検およびセーフティ・ケースの作業のため供給停止が延長したこと
- ・例年の夏に比べ需要が極めて低かったことから、National Gridの要請により5月から9月までの間、サイズウェルBによる発電量が50%減少したこと

これらの減少の一部は、2020年において法定の供給停止が少なかったことにより相殺された。

計画的な法定の供給停止は、ヘイシャム2の原子炉8号機およびヘイシャム1の原子炉1号機で行われた。トーネスの原子炉1号機およびハンターストンBの原子炉4号機における計画的な法定の供給停止は、COVID-19パンデミックにより2021年に延期された。

法定の供給停止は、2018年度第3四半期にダンジェネス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、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、ユニットは、2020年4月／5月に再稼働する予定であった。それ以来、ボイラー・チューブが破損した場合の浸水およびガスバップルと呼ばれる原子炉压力容器の部品に関連した、さらなるセーフティ・ケースの問題が発生した。これらのケースが示す複雑さを考慮し、予定されていた再稼働は、2021年度上半期まで延期された。

主要部の黒鉛点検および関連するセーフティ・ケースの作業のための供給停止を経て、ハンターストンBの双方のユニットは2020年度下半期に再稼働した。この目的は、各原子炉を、各稼働の間の黒鉛点検および規制上の追加承認を受けた上で、2回の連続する6か月の期間にわたり稼働させることである。2020年に、2022年1月7日までにハンターストンBの発電を停止させることが決定された。

ヒンクリー・ポイントBの双方の原子炉は、主要部の黒鉛点検に関連するセーフティ・ケースの作業が継続中、現在供給停止している。再稼働予定日は、2021年度上半期である。2020年に、2022年7月15日までにヒンクリー・ポイントBの発電を停止させることが決定された。

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	46年	21年	2022年	2017年
ハンターストンB	AGR	1976年2月	46年	21年	2022年	2017年
ダンジェネスB	AGR	1983年4月	45年	20年	2028年	2018年
ヘイシャム1	AGR	1983年7月	41年	15年	2024年	2019年
ハートルプール	AGR	1983年8月	41年	15年	2024年	2019年
トーネス	AGR	1988年5月	42年	17年	2030年	2020年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	42年	17年	2030年	2020年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年	2025年

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。

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の子会社であるSellafield Limitedが所有する。）まで輸送され、長期貯蔵される。

サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、敷地内に貯蔵されており、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、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。

AGRの使用済燃料に関する取決めは、British Energyの再編時に締結された。かかる取決めを通じて、EDF Energyは、使用済燃料の長期貯蔵（過年度においては、長期貯蔵および再処理）に係る費用を支払う。サイズウェルBの燃料貯蔵に関する戦略は、原子力負債ファンドによる資金供給を受けていることから、NDAの承認を受けている。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。

規制上の通知

放射性廃棄物

英国においてEDFは、原子力発電所用敷地許可の条件34の下で、敷地における放射性物質および放射性廃棄物が漏出しないよう適切に管理および格納されている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、2016年環境許可（イングランドおよびウェールズ）規則に基づき、許認可を受けている原子力発電所用敷地からの放射性廃棄物の処分を規制している。またこれらの規則は、従前汚染防止法に準拠していたものの、水資源法が規定する排出物の同意、洪水リスクに伴う活動の同意および廃棄物管理に関する許認可も規制の対象とする。

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

規制上の通知

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原子力発電所用敷地許可の条件35に服するが、かかる要件は、廃炉が環境に及ぼす影響の評価および環境への影響を軽減するための措置を要求する、（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規制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ONRからの正式な承認が必要となる。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おける廃炉計画を承認しなければならない。

EDF Energyは、一連の契約（再編契約）の当事者となっており、再編契約は、廃炉および契約外債務に係る適格費用についてNLFが資金提供を行う方法を定める他、英国政府による既存の原子力発電所の廃炉費用に係る保証を含んでいる。NLFは当初、英国政府の拠出金を通じて資金提供を受けていたが、民営化後は、EDF Energy Nuclear Generation Ltd.の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っている。2020年、英国政府は、NLFに対して50億英ポンドの拠出金の支払いを追加で行った。

EDF Energyは、適格費用の効率的な回収について定め、また、AGR発電所が燃料取出を完了した後の廃炉活動を、原子力廃止措置機関（NDA）に移行することを明確化する再編契約の改訂および明確化に関して、英国政府と協議を行ってきた。連結財務諸表の注記15.2.1「規制および契約の枠組み」も参照。

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年エネルギー法（「2008年EA」）第3部第1章は、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。連結財務諸表の注記15.2.3「廃炉引当金」も参照。

（c）火力発電およびガスの貯蔵

発電所	所在地	稼働年	ユニット数	発電所の種類	発電容量 (MW)	発電量 (TWh)	
						2020年	2019年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970年	-	石炭火力		0.0	1.7
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	1.2	0.8
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	4.9	6.2
合計(2)	英国		7		3,319	6.0	8.6

(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。

2020年において、ウェスト・パートンAは、1.2TWhの電力を発電した。石炭火力発電量は、前年よりも1.2TWh少なく、主に2019年9月のコッタムの閉鎖によるものであった。

コッタム発電所は、その50年超の稼働を経て、2019年9月30日に閉鎖した。同発電所を閉鎖する決定は、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受けて下された。現在、同発電所を第三者の開発業者に譲渡する計画が進行している。当該計画は、当事者間の条件の合意を前提としているものの、2021年度第1四半期から第2四半期にかけて合意に至るものと見込まれている。

2020年において、ウェスト・パートンBのCCGTの発電量は、2019年から1.3TWh減少して4.9TWh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。2020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、ホール・ハウス施設を廃炉する決定が下された。廃炉作業は、2021年初旬に開始することが予定されている。

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、英国排出量取引制度（UK 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。

英国政府は、2020年12月エネルギー白書において、2021年1月1日より英国のEU ETSへの参加が、EU ETSと概ね同様に運用される英国排出量取引制度（UK ETS）の運用に置き換わることを正式に表明した。ブレグジット後の貿易協力協定において、英国および欧州連合は、カーボン・プライシングに関する協力について合意し、UK ETSのEU ETSへの連動について真剣に検討することに合意した。しかしながら、これに関して何らかのコミットメントはない。そのような連動が実現した場合、UK ETSは、EU ETSと同等の炭素価格を提供する予定である。そのような連動が実現しなかった場合、UK ETSの提供する価格は、不確実かつ不安定になる可能性が高い。

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、2022年3月まで1トン当たり18英ポンドに設定されており、2022年／2023年の税率は2021年3月予算において設定される予定である。

（d）顧客事業

	2020年12月31日	2019年12月31日
顧客への供給電力(単位: GWh)	40,850	44,526
顧客への供給ガス(単位: GWh)	29,462	28,527

期末現在の住宅用顧客口座数(単位：千)	4,837	5,043

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。

2020年において、EDF Energyは、英国のネット・ゼロ達成に向けて大きな一歩を踏み出し、英国政府がグリーン・リカバリーに向けて定めた10項目のほぼすべてについて機会を得た。同社は、英国の大手充電ポイント業者であるPod Pointの過半数株式を取得し、この市場における主要な足掛かりとなった。2020年において7,176の電気自動車（EV）関連商品がEDF Energyにより販売された。

EDF Energyは、エネルギー企業義務（ECO）制度による、エネルギー効率化設備における英国大手企業の1つである。また、ビヨンド・サプライ（Beyond Supply）市場においては、英国政府のグリーン・ホーム・グラント・イニシアチブに沿った革新的な低炭素商品を提供する、EDF Energyの暖房サービスが市場に導入された。I&C向け融通性サービス事業は、Gresham Houseのポートフォリオとの間で50MWの追加のバッテリー契約を確保した。同事業はまた、SWGT（Still Waters Green Technology）との間で12年間にわたる30MWのバッテリー契約を締結した。

EDFは、引き続き、そのスマート・メーター設置プログラムに取り組んでいる。これは、英国のエネルギー・インフラの向上の一環で、スマート・グリッドおよび利用時間帯料金といった概念を可能にするもので、英国が低炭素の未来に向かって進んでいく中でグリッドの耐性に貢献する。

住宅用顧客

2020年に、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、11.333TWhの電力および28.882TWhのガスを供給した。2020年12月31日現在、EDF Energyは、2.901百万の電力顧客口座および1.936百万のガス顧客口座を有していた。2020年の解約率（20.1%）は2019年（19%）に比べて上昇したが、これは、価格競争の激化および2020年3月のEDFによる取得後の旧iSupply Energyの顧客の解約によるものであった。

2020年において、コロナウィルス・パンデミックは、事業に重大な影響を及ぼした。これは、自宅で過ごす時間の割合が増加したことにより住宅用顧客の総使用量が前年比で約1.1TWh増加する要因となった。しかしながら、景気後退の影響を考慮すると、この増収は、EDFに対する債務を返済できない顧客数の増加による前年比39百万英ポンドの貸倒損失の増加により相殺された。

競争

2020年10月末現在で入手可能な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、2019年10月末現在の26%に対して、約19%であった。OctopusおよびBulbの両社の口座数が大手供給業者の1つであるOVOに加わるための基準である合計3百万に迫っているため、中小規模の供給業者間の市場シェアは、2021年において大幅に減少する見込みである。

2020年10月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、2019年10月末時点における52社に対して、39社であった。EDF Energyは、2020年12月末現在、年初から約200,000個減少して、4.837百万個の製品勘定を有していた。EDF Energyの市場シェアは、2019年末における9.5%から2020年末には9.3%に減少した。

市場における競争は、継続的な合併およびデジタル技術の進歩によって推進されている。2020年度第1四半期において、OVOは、SSEの住宅用供給およびサービス事業を取得し、国内市場において順位を6つ上げ、第2位の供給業者となった。E.ONは、2021年度上半期までに、「E.ONネクスト（E.ON Next）」のブランド名で新たにライセンスを取得したクラークン（Kraken）プラットフォームにNpowerの住宅用顧客口座およびSME口座を移行することを目指している。

Octopusは、英国においてはE.ON/NpowerおよびGood Energyをライセンシーとして他の供給業者に、また国際的にはオーストラリアのOrigin Energyに対して、クラークンをサービスとして提供している。BulbおよびOvo Energyもそれぞれのソフトウェア・プラットフォームで国際展開している。

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既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、6か月ごとに更新される。2020年末に、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は終了したが、影響を受けた顧客に対する上限設定は、より一般的な既定料金体系に含まれている。
- ・8月、Ofgemは、既定料金の上限を2021年も継続すべきであると英国政府に提言した。10月、英国政府は、2021年末まで、少なくとも今後12か月間はかかる上限を継続することを発表した。
- ・Ofgemは、2021年4月より住宅用顧客に対する料金に、COVID-19の影響により供給業者が負った追加の貸倒引当金を含めることを確認した。

スマート・メーターの方針

英国のエネルギー供給業者は、2021年6月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」(ARS)を講じることが要求されている。

英国政府は、2021年7月から2025年6月までの期間については、すべての供給業者に対し、スマート・メーターの設置継続の新たな義務を導入することを確認した。英国政府は現在、すべての供給業者が最初の2年間に達成すべき年間最低設置目標について協議を行っている。2021年7月から2022年6月までの期間および2022年7月から2023年6月までの期間は、ARSの対象とはならない。スマート・メーターの設置が顧客にとっては任意であることを考慮すると、これらの目標は厳しく、供給業者がこれを達成できないという現実的なリスクがある。EDFおよびその他の供給業者は、英国政府と協力して、スピード、適正な技術基準および顧客満足度を維持する方法でスマート・メーターの展開を完了させるためのバランスのとれた将来の目標を策定している。

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。2020年、EDF Energyは、約343,000個のスマート・メーターを追加で設置し、2020年末時点で、展開の対象となるEDF Energyの顧客の約38%がスマート・メーターを有していた。現在までに合計1.9百万個のスマート・メーターが設置されている。

EDFは、2020年において、以下のような主要な経過目標により、当社のスマート・プログラムの展開を進めてきた。

- ・資産調達およびシステム変更により、348,000の顧客がスマート・メーターの利用対象となった。
- ・英国の北部地域においてSMETS2 Pay As You Goの展開を開始した。
- ・Data Communications CompanyへのSMETS1メーターの登録および採用を推進した。クレジット・モードの600,000台を超えるSMETS1メーターが登録および採用されており、「スマート」として稼働している。

EDF Energyは、OfgemおよびBEIS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。

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ならびにそれによる消費者およびそれ以外の供給業者に対する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段階的に再検討している。
- ・改正案には、効果的なリスク管理およびより責任あるガバナン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強化ならびに説明責任措置の強化が含まれている。最初の改正案に関する最終決定は2020年末に行われ、2021年1月22日に施行された。
- ・供給業者の撤退に伴うコストおよび影響を軽減するためのより規範的な措置について、さらなる協議が2021年初頭に予定されている。

COVID-19

COVID-19の期間中にエネルギー供給業者を支援する目的で、Ofgemおよび英国政府は、いくつかの財政措置を導入した。

- ・2021年3月まで、適格供給業者によるネットワーク料金の支払を最大3か月間猶予することを、ネットワーク事業者に対して義務付けること。
- ・100百万英ポンドを上限として供給業者義務コストの増加分の80%から供給業者を保護する目的で、差額決済契約（電力供給業者義務）を変更すること。
- ・需給調整料金の回収について上限を設けることで、供給業者が料金につき100百万英ポンドを上限として繰り延べ、これを2021/2022年度の請求期間に分散させることができるようにした。

英国政府は、従業員の給与を支援する目的で、経済全体に及ぶ「一時帰休」制度を導入したが、ロックダウンによる影響を受けた企業については2021年3月まで延長された。また、英国政府は、VATの繰延べも行い、2020年3月20日から同年6月30日までの間に支払期限が到来するものについては、2021年3月までを期限とし、無利子とした。

住宅用顧客サービス部門

COVID-19の危機に対応して、EDFは、顧客サービス部門の人員を在宅勤務に移行させ、脆弱顧客向けサービスを優先した。現場スタッフは、Boots UKおよびAvicennaといった組織とのパートナーシップを通じて「Force for Good」イニシアチブを支援し、4月から8月までの期間において、130か所を超える場所で脆弱顧客に対してサービスを提供した。

業界全体が顧客の高額請求ショック、負債および苦情等の問題に直面しているにもかかわらず、EDFは、第4四半期にCitizen Adviceスコア4.0を達成し、トラストパイロット・スコアは4.3点を維持する見込みであり、これは星4.5および「優良(Excellent)」の格付に相当する。

EDFは、顧客に様々なインバウンド・コンタクト・チャネルを提供してきたが、引き続き当社のデジタル・サービスの向上にも努めている。アプリの普及率は、2020年において17%から33%に上昇し、WhatsAppのメッセージング・チャネルの利用は同期間において週9,000から週29,000に増加した。

非住宅用顧客

2020年において、非住宅用顧客部門は合計29.52TWhの電力（214,000の小規模の企業用顧客（SME）口座に対して1.57TWh、7,900の中規模および54の大規模の企業用顧客（I&C）口座に対して27.95TWh）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165.6TWhであり、EDF Energyは取引量では最大の企業用顧客向け供給業者となった。

しかしながら、業界は、COVID-19による需要の低下および景気低迷による経営破綻リスクの増大の影響を受けている。2020年において、非住宅用顧客部門全体の取引量は前年比で3.84TWh減少し、不良債権は前年比で合計25百万英ポンド増加した。

SME向けにおいては、パンデミックにより生じたリスクを管理することが、2020年の大半の主な焦点となった。EDFの地位を守るために、追加リスクを織り込み、信用規制を強化し、高リスク部門の獲得を制限する措置を講じてきた。それにもかかわらず、SME向けにおいては、今年は電力の顧客数が約9%増加、ガスの顧客数が約62%増加したことに伴い、そのチャネルを展開した。

中規模の企業用向けの取引量は、2019年における1.1TWhの増加に続き、当初、2020年度第1四半期において約0.95TWh増加した。COVID-19により、特にホスピタリティ業界およびレジャー業界に影響が及び、その需要が低下したものの、顧客の負債レベルは増加した。EDFは、その製品群の開発、取引量の予測および与信審査のプロセスを経て、当初のCOVID-19に伴う不振から順調に回復し、堅実な事業の成長をサポートしている。

大規模の企業用向けにおいては、対象を限定した新たな事業アプローチにより、2020年にPeugeot SAおよびAggregate Industriesを含む6社の新規顧客（前年比90%増）を獲得した。また、Tescoおよび公共部門の枠組みであるTECをはじめとする、31件の大規模の企業向け契約が更新された。

輸出市場においては、EDFは、電力購入契約の市場で第3位を維持し、市場シェアをわずかに拡大した。EDFは、パワーシフト・プラットフォームを通じて革新的な取引サービスを統合した、年間1.3TWhのVeoliaとの契約を更新した。EDFは引き続き、低炭素購入戦略（特に、法人PPAを通じた、新規の施設および補助金を受けていない施設からの再生可能エネルギーの購入）を支援することで、Tescoとの関係を強化している。

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。2020年、EDF Energyは、この経路からおよそ7.2TWhを取得した。

EDFの革新的なパワーシフト・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性および予測サービスを提供するものである。

2020年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約4.2TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2020年において、EDF Energyは、約36.2TWh売却し、32.0TWh購入した。

ガス、石炭および炭素に関する権利の調達

石炭およびガス契約（現物および財務の）ならびに二酸化炭素排出権に関する契約が、その電力発電所、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。2020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。

（e）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契約を締結した。

同時に、サフォークのサイズウェル（EPR技術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（i）（ハ）（a）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（i）（ハ）（b）」「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。

施設におけるCOVID-19の予防対策

本プロジェクトは、施設の従業員および地域社会の安全を最大限に確保し、かつ施設が営業を継続できるよう、多くの対策を講じてきた。実施された対策は、2020年3月以降、ベスト・プラクティスを適用し、感染者数を低く抑えるために、継続的に適応され、強化されてきた。これらの対策には、特にソーシャル・ディスタンスの確保、マスクの着用、清掃の強化、感染拡大のリスクを軽減するための手段、集団検査による陽性者の早期特定および感染連鎖の遮断が含まれる。

これらの対策により、施設は2020年中も営業し、稼働していた。しかしながら、生産性には大きな影響があった。ソーシャル・ディスタンスを確保するために、施設内の従業者数は2020年度第2四半期において50%超削減された。従業員数は、2020年度第3四半期末にパンデミック前の水準まで回復し、第4四半期には横ばいで推移した。

英国政府が2021年初頭に行った封じ込め対策では、施設での立会の減少につながらなかった。施設では、従業員および地域社会の安全を最大限に確保するために必要なすべての対策を、引き続き実施している。

プロジェクト費用およびタイムライン

2021年1月に、これまでのパンデミックの影響を見積もるための日程および費用について詳細な再検討が終了した。再検討の結果は、以下のとおりとなった（2021年度第2四半期より施設を通常の状態に戻すための増強が開始できることを前提とする。「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、2021年1月27日付プレスリリースを参照。）。

- ・ユニット1からの送電開始については、2016年に発表されていた当初目標は2025年末であったが、現在は2026年6月となる見込みである。
- ・本プロジェクトの完成に係る費用は、現在22億英ポンドから23億英ポンド（2015年）の間（2019年9月25日付プレスリリースにおいて以前発表した費用は、21.5億英ポンドから22.5億英ポンド（2015年）の間であった。運営行動計画の影響額を除いた費用は、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。2021年1月27日（「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」と題するプレスリ

リースを参照。)に、英国の建設産出価格指数(全新規工事指数)を用いて名目ベースの見積原価をデフレートして算出した費用である。)と見積もられている。その結果、EDFの予測利益率(IRR)(本プロジェクトのIRRとは異なる。)は、7.1%から7.2%の間(1英ポンド=1.13ユーロの為替レートで算出されたEDFの持分のIRRであり、本プロジェクトの株主との間で実施されている上限付き補償メカニズムを含む。以前のIRRである7.6%から7.8%は、1英ポンド=1.15ユーロの為替レートに基づいていた。)(このEDFのIRRには、費用および建設期間の目標以外に、構造に関する仮定が含まれている。特に、インフレ率およびCfd期間後の電力価格の仮定の影響を受ける。インフレ率が0.1ポイント変動した場合、IRRに対する影響は0.1%で、Cfd期間後の電力価格が10英ポンド/MWh(2015年)変動した場合、IRRに対する影響は0.1%である。)と見積もられている。

- ・ユニット1およびユニット2の商業運転開始日(COD)の遅延リスクは、それぞれ15か月および9か月で維持されている。かかるリスクが実現すれば(その確率は依然として高い。)、0.7十億英ポンド(2015年)の追加費用が発生する。その場合、EDFのIRRは、0.3%減少する。

本プロジェクトの管理者は、ユニット1のドームを2022年末に持ち上げることを目標としている。

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。完成に係る費用について予想される水準を考慮すると、このメカニズムは適用可能であり、しかるべき時に発動される。公表されているEDFのIRRでは、この補償メカニズムが考慮されている(1英ポンド=1.13ユーロの為替レートで算出されたEDFの持分のIRRであり、本プロジェクトの株主間で実施されているキャップ付き補償メカニズムを含む。以前のIRRである7.6%から7.8%は、1英ポンド=1.15ユーロの為替レートに基づいていた。)。この契約は、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」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。)。

プロジェクトの進捗

COVID-19パンデミックの影響にもかかわらず、2020年において、建設のクリティカルパス計画を守ることを最優先事項として、大きな進展があった。特に、本プロジェクトは、2020年に設定された以下の4つの重要な目標を達成した。

- ・ユニット1について最初の安全関連の配管工事
- ・2016年に設定した当初目標日に、ユニット2のJ-0経過目標(すなわち、ニュークリア・アイランドの共通基盤の完成)の達成
- ・ユニット1の二次回路用給水タンクの製造完了
- ・ユニット1の原子炉建屋の内部構造設計の確定

これ以外にも、ユニット1については、特に、3.5kmの取水トンネル掘削の完了およびライナー・リング1の原子炉建屋への搬入の成功等、大きな進展があった。

ユニット2についても、大きな進展があった。ユニット2の作業は、ユニット1の約12か月後に実施されている。

HPCプロジェクトおよびサイズウェルCプロジェクト(下記「サイズウェルC」を参照。)の開発を支援する目的で、2020年に、UK EPR Design Centreがブリストルに開設された。

2020年末現在におけるこれまでのプロジェクト全体に係る費用(中間利息を除く。)(本プロジェクトの完成に係る費用と一致する、会社間利益控除前の費用である。)は、12.1十億英ポンド(額面価額)または2015年の時価で11.1十億英ポンドであった。中間利息は、518百万ユーロであった。

原子力規制局(ONR)の英国オフィスとの交流

ONRは、COVID-19の状況の管理および実施された緩和計画について定期的に報告を受けている。ONRの次のホールド・ポイントは、電子機器(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当該決定の無効を求める異議申立てが欧州連合一般裁判所に対してなされていたが、2018年7月12日の判決において棄却された。2020年9月22日、欧州連合司法裁判所は、オーストリアによる上訴を棄却し、英国によるHPCの原子力発電所への支援を承認する欧州委員会の決定を支持した。

Cfdは、2016年9月29日に、英国政府との間で締結されたその他すべての契約と並行して締結され、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。

差額決済契約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プロジェクトについて最終投資決定がなされた場合、行使価格は、英国が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の遅延により当該ユニットの商業的稼働開始が2029年5月1日より後になる場合、またはユニット2の遅延により当該ユニットの商業的稼働開始が2029年10月31日より後になる場合、それぞれの35年間の支払期間は、期限の超過に応じて短縮される。さらに、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、英国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。）。パンデミックを考慮して、HPCは、LCCC（*Low Carbon Contracts Company*）に対して、Cfdにより認められている不可抗力を理由に、CODに関する窓口の延長を要請した。調査は、進行中である。
- ・このプロジェクトは、一定の不利な規制および法律の変更から保護される。また、15年目および25年目における（使用された仮定によって増加したかまたは減少した）費用を検討するための規定ならびに廃炉および廃棄物管理に係る費用の一定の条件（資金調達による廃炉プログラム）を検討するための規定が策定された。ブregジットに係るリスクに対する保護は存在しないが、このプロジェクトにおいて、これまでに重大な影響は確認されていない。

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、法改正のリスクおよび電力輸出の削減から保護されているため、このプロジェクトは、法改正または削減事由が発生しなかった場合と同じ状態に回復する。

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。Cfd期間後の電力価格が10英ポンド/MWh（2015年）変動した場合、IRRに対する影響は0.1%である。

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」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。

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、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重要なリスクを有する。

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。これにより、当該プロジェクトおよびEDFグループはともに、英ポンド/ユーロの為替レートの変動に晒される。

英ポンドがユーロに対して下落した場合、プロジェクトの英ポンドでの費用が上昇し、その結果そのIRRは減少する。ユーロの支出のエクスポージャーを制限するため、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、インフレ率に連動することから、主に英ポンドおよび英国のインフレ率（2017年7月のベースラインに関連する。）の変動に依存する。

このプロジェクトは、Cfd期間後の電力価格の変動に晒されている。電力価格が10英ポンド/MWh（2015年）変動した場合、IRRに対する影響は0.1%である。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

資金調達による廃炉プログラム（FDP）に関する契約は、2016年9月29日に締結された。原子力事業者は、法定要件によってFDPを有さなくてはならず、そのFDPに基づき独立したファンド会社が資金を調達し、原子炉の発電後の廃炉に係る費用を支払うために積み立てられた資金を管理する。

Nuclear Decommissioning Fund Company（FundCo）は、2008年エネルギー法に従い設立され、FDPを導入することにより廃炉に係る費用を提供することをその目的とする。

FDPの全般的な目的は、以下について事業者に必要な引当金を確保させることである。

- ・施設の廃炉費用の全額
- ・廃棄物の安全な管理および廃棄（長期貯蔵を含む。）につき、事業者が負担する費用の全額。これにより公的資金に依存するリスクが少なくなる。

サイズウェルC

EDFおよびCGNは、HPCに関する契約と並行して、サフォークのサイズウェルにおける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。EDFは、当初予算における持分である458百万英ポンドを上限として、開発資金を事前に調達する予定である。

最終投資決定は、2022年半ばまでに行われる可能性が高い。延期された場合には、発生する追加費用の資金調達について合意がなされる必要がある。

このプロジェクトは、第三者投資家が大部分を出資し、最終投資決定がなされる日に、EDFが同等の限定的な権利を有する少数株主となり、このプロジェクトを当グループの財務書類（格付機関による経済的債務の算定を含む。）における連結対象から除外する予定であることを前提としている。現段階では、当グループがこの目標を達成できるかは定かではない。

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る。現時点では、これらの条件のいずれも保証されていない。

適切な資金調達の枠組みおよび適切な規制が得られない場合、当グループは、投資決定を行わないか、または最適ではない条件で投資決定を行う可能性がある（「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。）。

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。したがって、サイズウェルC原子力発電所も、EPR技術に基づき、EDFが設計の複製を担当し、HPCからのフィードバックおよび経験から恩恵を受ける。

サイズウェルCプロジェクトの開発は、2020年において大きな進展を遂げた。6月、環境計画調査局は、サイズウェルCの開発に関する同意命令の審査申請を受理した。審査は、2021年4月に開始される予定で、国務大臣は2022年4月までに計画許可の決定を行うことになる。開発に関する同意命令書には、サイズウェルCがこの種類では2つ目となるという事実を考慮して、建設費用の削減という極めて野心的な目標が盛り込まれている。

英国政府は、2020年末に重大な発表を行い、2050年に排出量をゼロにするという野心的な目標を達成する方法を示した。11月18日、クリーン・エネルギー源としての大規模原子力の推進ならびに次世代の小型原子炉および先進原子炉の開発への取り組みを含む、「グリーン産業革命に向けた10項目の計画」が公表され、英国の将来の低炭素エネルギー構成を実現する上で大規模な原子力発電が果たす重要な役割を認めた。英国政府は、最大385百万英ポンドを「先進原子力基金」に拠出し、そのうち215百万英ポンドは英国の小型モジュラー炉（SMR）技術の開発に投資され、残りの170百万英ポンドは先進モジュラー炉（AMR）の研究開発プログラムに充てられる。

この計画に基づき、2020年12月14日に発表されたエネルギー白書は、英国政府が今後10年間にわたり取る措置を示している。これには、金銭的価値が証明され、英国政府の法律上、規制上および国家安全保障上の要件が満たされることを条件として、この議会期間（2024年）の終了時までに少なくとも1つの大規模原子力プロジェクトを最終投資決定の段階までもっていくという目標が含まれている。

これと並行して、英国政府は、この目標を実現するための選択肢を検討する中で、サイズウェルCプロジェクトの資金調達についてEDFと協議することを表明した。同政府は、規制資産ベース（RAB）資金調達モデル等、新たな原子力のための様々な資金調達の選択肢を引き続き検討することを表明した。さらに、財政上の問題の規模を考慮すると、英国政府は、消費者および納税者にとって明確な価値があるならば、建設中の資金調達に参加することを検討する可能性がある。

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年度第1四半期に完了する予定である。それでもなお、環境庁は、CGNに対し、前進するために少なくとも6つの安全上の問題を解決しなければならないと伝えており、その分析は現在進行中である。

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の枠組みを定めた、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、最終投資決定（FID）前の開発段階において、CGNは66.5%およびEDFは33.5%の持分を有している。

COVID-19により、施設の実現可能性に関する調査等、ブラッドウェルBが実施する作業の一部に遅れが生じた。その結果、不確実性を考慮して、ブラッドウェルは、2021年初頭に、技術面を優先し、進行の準備ができていないプロジェクトの側面については一時停止する旨を発表した。

サイズウェルおよびブラッドウェルのプロジェクトにEDFおよびCGNが関与している限り、英国と中国の外交関係の変化による影響を受ける可能性が高い（「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。）。

（ハ） ブレグジット

英国は、2016年6月23日に欧州連合（EU）からの離脱を投票により決定し（「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。）、2020年1月31日に正式にEUを離脱した。その後、2020年12月31日に終了する移行期間（TP）に入った。

移行期間中、EDF Energyを含む、ほとんどのEUおよび英国の企業にとって、特に貿易、労働力／サービスへのアクセスならびに事業運営に関する業務ルールおよび規制に関して、取引はほとんど変化がなかった。

移行期間中、EUおよび英国は、自由貿易協定（FTA）の交渉を行い、最終的に2020年12月24日に合意に至った。2020年を通して行われた交渉は、もちろんCOVID-19パンデミックにより、エネルギー取引および炭素価格設定等のいくつかの主要分野における最終合意の進展ならびにその範囲および深度に影響が及んだために阻まれ、比較的時間がかかり、難航した。

FTAは、2021年1月1日以降のEUと英国の関係の基礎を定めているが、これとは別に、将来の具体的な原子力関係の基礎を定めている原子力協力協定（NCA）がある。

多くの重要分野において合意に至っているFTA取引は比較的限られていることから、いくつかの重要な内容について確定するためにはさらなる作業が必要で、2021年以降にも行われる予定であり、これにより、長期にわたって、より実質的かつ強力な関係を実現することができると考えられている。

FTAの不確実性が高く、その最終合意が年末まで遅れたことから、EDF Energyは、EDFグループと緊密に協力し、2020年末の「合意なき離脱」によるEUと英国の結末に備えた。FTAの内容が主要分野において比較的手薄で／限定的であり、また一部の企業（特に中小企業）が1月1日以降のEU・英国間の新たな貿易協定に向けて十分に準備ができていないことから、EDF Energyが2021年の最初の数か月間に直面するシナリオは、「合意なき離脱」と同様の状況となる。

これにより、以下の両方に影響が及ぶ可能性がある。

- ・ EUと英国の税関手続きの円滑な運営に影響が及び、準備が整っている組織とそうでない組織の双方にとって何らかの困難／混乱が生じる可能性がある。
- ・ EUおよび英国の一部企業の効率的な運営に直接または間接的な影響が及ぶ可能性がある。

EDF Energyによる評価では、エネルギー取引、炭素価格設定および原子力に関するEDFの事業部門固有のリスクは低く、管理しやすいと考えられる。

したがって、EDFの全事業部門（BU）は、2021年1月1日より英国のEU離脱に伴う事業混乱リスク（悪影響）に晒されているものの、準備は整っている。過去3年間の協調的な取組みは、事業部門がEDF Energy内で、また（必要に応じて）EDFグループの同業者、英国政府および業界団体と緊密に協力して、潜在的なリスク・エクスポージャーおよび事業への潜在的な影響の規模を抑制してきたことを意味している。全社的な影響に関する包括的なリスク評価を実施したことにより、主要なリスクに対処するために必要な多くの緩和措置が策定され、実施された。しかしながら、予想外の問題が生じることは避けられない。EDF Energyは引き続き状況を監視し、必要に応じてこれに適応しかつ対応し、必要に応じて英国政府と連絡を取り、支援を求める。

（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99.474%）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。

エネルギー移行の一環として、2019年に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が保有するEDF EN Italia Spa (EDF EN Italia) の株式の100%を取得した。EDF EN Italia Spa (EDF EN Italia) は、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保有している。この取引により、イタリア市場におけるEDFの事業は簡略化されたが、このプロセスは、2016年にFeniceがEdisonに出資したことにより開始された。

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（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。

（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。

2020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を推進した。同社は、二酸化炭素排出量の少ない再生可能エネルギー発電の合理化および拡張、最新型のガス火力発電所2基の建設ならびにエネルギー・サービスの開発に注力した。

同時に、石油およびガスの探鉱および生産（E&P）事業（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）の大半をEnergieanに売却したこと、またノルウェーのE&P事業をSval Energiに売却予定であること（Edisonの2020年12月30日付プレスリリースを参照。）により、イタリアのエネルギーおよび気候に関する国家計画（Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030）の優先事項に沿った戦略的事業に再度集中することが可能となる。

2021年2月半ば、Edisonは、E2i Energie Specialiの風力発電事業の未保有株式70%の取得についてFondi Italiani per le Infrastrutture (F2i) との間で合意したことを発表した。また、Edisonは、2i Rete GasにInfrastrutture Distribuzione Gasを売却する予定である。F2iおよび2i Rete Gasと締結した2つの契約は、再生可能エネルギー発電の割合を2030年までに電源構成の40%まで引き上げると同時に、非戦略的事業から撤退することを目指しているEdisonの戦略と合致している（Edisonの2021年1月14日付プレスリリースを参照。）。

今後における開発の主な手段は、以下のとおりである。

- ・発電：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特定の設備投資を促進することにより、再生可能エネルギーによる発電を増加させることを目指している。その他の目標は、再生可能エネルギーを補完する新たなガス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。

これを背景に、2020年にEdisonは、マルゲーラ・レヴァンテおよびプレゼンツァーノにおける2基の新世代のコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の建設を推進したが、予定されている稼働開始日を考慮すると、供給量市場の拠出金による恩恵を享受できる。再生可能エネルギーの分野では、同社は約90MW（43MWの風力発電所の建替えおよび45MWの太陽光発電所の建設）の風力発電所および太陽光発電所の建設を開始し、将来の成長基盤となる総合的なプラットフォームを構築するためにその事業の再編を開始した。

- ・サービス提供：Edisonの目標は、とりわけ住宅用顧客、企業用顧客、サービス業顧客および行政顧客に対する、特に最終市場に向けたエネルギー・サービスの開発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につき本業の成長を図る戦略から生じる相乗効果を利用している。

- ・ガス：Edisonは、EDFグループのガス事業の基盤となっている。結集した技術によって、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排出量削減に貢献している。

（ハ） Edisonの事業

2020年におけるイタリア市場の電力およびガスの消費量は、主に当年度上半期において、健康危機による規制の影響を受けた。イタリアのエネルギー消費量は、2019年から5.3%減少して、302.8TWhとなった。

273.1TWhの純発電量（揚水量を除く。）は、純輸入量が5.9TWhと大幅に減少（2019年と比較して－15.6%）したことにより、国内消費量の90%（前年は88%）を占めた。2020年において、火力発電量は175.4TWh（2019年より11.9TWh減少）となり、最も大きく減少し、次いで風力発電量（2019年より7.4%減少して18.5TWh）となった。しかしながら、それ以外の再生可能エネルギー源は好調で、太陽光発電量が2019年比9.6%増（25.5TWh）となった。

2019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、89ページ、図表2.1）。2020年のデータは、2021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。2020年において、Edisonのイタリアにおける純発電量は18.8TWhであり、イタリアにおける純発電量の約6.9%を占めた。

ガスの国民需要は、発電におけるガスの使用量が5%減少したことにより、2019年と比較して4.1%減少し、70.7十億m³となった。企業用の消費量は、生活に必要不可欠な業種以外の部門にCOVID-19の予防対策が適用されたために3月、4月および5月において大幅に落ち込んだものの、減少幅は縮小し、5.8%前後の減少を記録した。住宅用の消費量は、2019年と比較して約0.6十億m³減少したが、年初の2か月間に記録した消費量の減少は、寒波による第4四半期における消費量の増加により補われた。

イタリアのガス輸入量は、国の需要の93%を占め、Edisonはこの輸入量のうちの18.6%、合計12.3十億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年に係る2件の委託入札が開始された。Edisonは、両年において既存容量の2.8GWおよび15年間にわたる75,000ユーロ/MWの固定拠出により、合計で1.4GWの新規容量を獲得した。供給量市場への拠出により、Edisonのマージンはかなり増加し、より予測可能になる。

規制上の通知

イタリアにおける新容量市場

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が利害関係者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。選定された容量は、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。既存の発電容量は、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。

水力発電量に関して、水力発電所の転用委託を国が規制する「認証命令」（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、特定の地域法において施行されなければならない。現在までにこれらの法律が制定されている地域はわずかであり、その施行には、地域の行政機関（特に規制）が必要であるが、これらは進行中である。

(a) 発電

イタリアにおいて、2020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、2019年の数値から約12.4%減少して、2020年において合計6.3GW（純発電量は18.1TWh）であった。

現在、Edisonの発電所は、水力発電所89か所、火力発電所14か所、風力発電所43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72.8%を占める一方で、水力発電は発電量の17.7%、風力発電およびその他の再生可能エネルギー発電は併せて発電量の9.6%を占める。

Edisonの発電量の低迷は、主に火力発電量の減少（2019年に比べて17.1%減少して13.2TWh）によるものであったが、これは全国的な消費量の減少に一部起因し、年初数か月間における発電所2基の閉鎖にも一部起因した。

2020年におけるEdisonの水力発電量は、合計3.2TWh（2019年と比較して横ばい）となり、これはイタリアにおける約0.9GWの水力発電設備（そのうち約70MW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。

風力発電量およびその他の再生可能エネルギー発電量は、とりわけ2019年7月にEDF RenewablesからEDF EN Italiaの発電所を取得したことにより、2020年において（2019年から10.6%増加して）1.7TWhとなった。

再生可能エネルギーの分野において、Edisonは、1GW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2020年冊子の11ページ）により公表されたデータ。）に次ぐ2番目の規模の風力発電事業者となった。Edisonは、主にE2i（Energie Speciali srl）（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が残りの30%を間接保有する会社）を通して、風力発電事業を行っているが、E2iは、約680MWの再生可能エネルギー資産（2020年12月31日現在）を保有し、生産されたエネルギーはすべて、発電ポートフォリオの総合管理に従ってEdisonに譲渡されている。

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・エネルギー計画に沿って、Edisonは、2019年にマルゲーラ・レヴァンテ発電所（780MW）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。カンパニア州プレゼンツァーノにおける同様の技術を用いた760MWのグリーンフィールド・プロジェクトの建設は、2020年に着手された。かかる2つの施設は、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く（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）、それぞれ2022年および2023年に発電開始予定である。この2つの発電所は、稼働開始期限に間に合うことを条件に、供給量市場に連動した15年間にわたる75,000ユーロ/MWの固定拠出の恩恵を受け、またEdisonのマージンのボラティリティにプラスの影響を及ぼす。

イタリアのエネルギー移行におけるEdisonの戦略的な役割は、欧州投資銀行（EIB）により認められている。2020年において、同行は、Edisonに対して2つの長期融資を提供した。1つは、150百万ユーロ相当の融資で、マルゲーラ・レヴァンテにおける新世代コンバインド・サイクル・ガス発電所（CCG）の建替えを支援するためのものであった。2つ目は、300百万ユーロ相当の融資（イタリア初のグリーン・フレームワーク・ローン）で、再生可能エネルギー発電およびエネルギー効率化サービスの分野における一連のプロジェクト開発に対するものであった。

国際的に、Edisonはギリシャにおいて確立しており、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（残りの50%はHellenic Petroleumが保有している）。ElpEdisonは、280,000の顧客にサービスを提供しており、Edisonにより建設され、国内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) ガス事業

ガス戦略の実施において、EDFグループはEdisonを通じて、天然ガスの一貫したバリュー・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いる。2020年末現在、これらの契約は、リビア、カタールおよびアルジェリアからのガス・パイプラインおよびLNGを通じた約12.3十億m³の輸入量をカバーしており、4.4十億m³は、E&Pにより市場で購入またはイタリア国内外において生産されている。

イタリアにおける2020年のガスの販売量の合計は、（2019年の20.0十億m³と比較して）16.6十億m³であった。Edisonは、5.2十億m³のガスを産業部門に、2.1十億m³のガスを住宅用顧客部門に、5.7十億m³のガスを火力発電部門（Edisonの自社需要を含む。）に、3.5十億m³を卸売市場に、0.1十億m³を海外における生産販売に供給した。

TAPガス・パイプラインの開通を受けて、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、2021年において、Edisonは、25年間の契約に基づき、アゼルバイジャンから年間1十億m³のガスの輸入を開始する予定である。Edisonは、2021年に関しては、ロシアからの1百万m³のガスについて新たな契約を締結した。

2020年12月17日、Edisonは、Energianに対し、自社の石油およびガスの探鉱および生産事業（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）を売却したことを発表した。売却した資産の価値は、合計284百万米ドルとなり、2020年におけるEdisonの正味財政状態へのプラスの影響額は約230百万米ドルとなり、2019年1月1日から売却契約締結日までの間に生じた純余剰資金を含んでいた。当該契約では、カシオペアのガス田におけるガス生産の開始後の、100百万米ドルを上限とする追加価値額について定めている。

2020年12月30日、Edisonは、ノルウェーに所在する石油およびガスの探鉱および生産事業を保有するEdison Norge AS株式の100%を売却する旨の契約をSval Energiと締結したことを発表した。当該契約は、2020年1月1日の企業価値300百万米ドルに基づいて決定された。Edisonの正味財政状態への影響額は、現時点では、この価値額を大幅に上回るものと推定される。

ガス・インフラ

Edisonは、IGI Poseidon（Edisonが50%を保有）を通じてガス輸入インフラ・プロジェクトの開発に出資している（「第23（2）⑥（ii）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。IGI Poseidonは、以下の3つのプロジェクトを推進している。

- ・ギリシャと東地中海の間を相互に結ぶEastmed。これは、東地中海（イスラエル、キプロス）のガス資源への直接アクセスを提供し、それらとギリシャを結ぶものである。当該プロジェクトはまだ開発前の段階にある。
- ・ギリシャとイタリアの間を相互に結ぶPoseidon。これは、Eastmedと接続することにより、ギリシャからイタリアへのガス資源の移動を可能にする。当該プロジェクトはまだ開発前の段階にある。
- ・ギリシャとブルガリアを結ぶ、Bulgarian Energy Holdingとの50/50の割合のパートナーシップによるICGBのガス・パイプラインであるIGB。当該ガス・パイプラインは、現在その20%超が完成しており、全長182kmとなり、年間3十億m³の輸送容量を有する見込みである。

これらのプロジェクトは、欧州委員会の共同利益プロジェクトであり、EUの援助による恩恵を受けている。IGBは、その建設のために84百万ユーロを受領しており、Eastmedは、その開発費用の50%を賄うマッチング拠出金を受領する。

またEdisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II（RasGasII）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6.4十億m³）を利用する権利を有している。

LNGに関して、2018年以降Edisonは、海上輸送および道路輸送による排出量削減に貢献する目的で、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「小規模LNG輸送」プロジェクトに従事している。プロジェクトの第1段階では、Depositari Italiani GNL（Edisonが30%の持分を保有（19%の持分をScale Gas Solutions（Enagasの被支配会社）が保有し、51%の持分をPetroliera Italiana Rumenaが保有している。））がラヴェンナ港に陸上貯蔵庫を建設し、そこに小規模の専用LNGターミナルを設置してLNGを貯蔵する。当該設備は、現在その80%が完成しており、年間1百万m³超のLNG容量を有する見込みであり（Edisonは、容量の85%を使用する権利を有する。）、12,000台の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。

2020年10月、EdisonおよびKuwait Petroleum Italia（Q8）は、ナポリ港に陸上貯蔵庫を建設する共同プロジェクトを発表した。当該プロジェクトはまだ開発前の段階にある。

（c）販売およびマーケティング

2020年、Edisonは、イタリアにおいて（2019年の31.2TWhと比較して、すなわち2.6%減の）30.3TWhの電力を販売した。このうち、18.1TWh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、12.2TWh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15.5TWhであり、前回の販売キャンペーンにおける契約量の増加により、2019年と比較して4.3%増加した。かかる増加は、健康危機に起因するロックダウンの実施による、特に産業部門における消費の減少により一部相殺された。

2020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1.53百万の電力およびガスの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。同社は、近年において、家電製品の維持および住宅保険（Edisonの完全子会社であるAssistenza Casaを通じて）、住宅用太陽光発電ならびに電気モビリティ・サービスおよび家事代行サービスといった、家庭用品のあらゆる分野について、住宅用顧客に対する革新的なサービス基盤を強化した。最近では、ランドリー・サービス、ホーム・クリーニング、ビルの改装アドバイス等を提供する「Edison Resolve」を開始した。

Edisonは、顧客との関係を強化するために、イタリア全土に613の販売店（Edisonがごく一部を所有している。）を展開している。さらに、2020年において、同社は、健康危機に対応するために、デジタル販売における地位を強化した。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。住宅用顧客部門と同様に、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。

近年の販売および顧客サービスのプロセスにおける改善により、Edisonは、イタリアにおいて非常に有名な消費者団体である「Altroconsumo」による国内ランキングにおいて第3位を獲得した。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。

提供されるソリューションは、主要な企業用顧客、企業および行政（当部門がその地位を確立することを目指している成長分野）を対象とするエネルギー効率化プロジェクトの開発に特化している。顧客に提供されるサービスには、顧客の拠点における環境基準への準拠に対する支援のほか、Sersys Ambienteの子会社が提供する環境サービス（コンサルティング、廃水処理、環境マトリックスのサンプリングおよび分析、廃棄物処理ならびに産業洗浄）が含まれる。

ビジネスモデルは、顧客の要求に応じて調整される。当部門は、顧客のために、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、熱気および冷気、圧縮空気、産業用ガス、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。

当部門の顧客は、産業部門および企業部門に属しており、FCAグループとの契約は、依然として大口顧客向け事業の大部分を占めている。健康危機およびウィルス拡散防止策により、FCAは、数週間にわたり生産活動を停止しなければならず、自動車市場は数か月間にわたり売上げが激減した。その結果、困難な状況を打開するために、当事者にとって受け入れられる解決策を見出すための議論が行われた（かかる議論は現在も行われている。）。

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。ビジネスモデルは、顧客の要求に応じて調整することができ、その範囲は顧客支援から第三者による資金調達またはEdisonによるプロジェクトへの直接投資（Escoモデル）にまで及ぶ。

Edisonは、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Edison Facility Solutionsを通じて、公共サービス部門における活動を行っている。当年度において、健康危機により、公衆衛生部門が特に影響を受け、状況に対応するために活動が再編された。これによる同社への影響は、特定のプロジェクトの完成および運転開始の遅延であった。

最後に、エネルギー効率化業務は、スペイン、ポーランドおよびモロッコの子会社（すべてFeniceの完全子会社）によって、海外で展開されている。

(e) 規制業務

ガスの貯蔵

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、1十億m³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。戦略的事業に再度集中するため、2021年1月、Edisonは、2i Rete Gasとの間で、当該会社の全株式を売却する契約を締結したことを発表した。

(iii) その他国外

(イ) 欧州北部

ベルギー

ベネルクスは、独仏共同電力市場との重要な接点を有する地域であり、ドイツおよび英国との新たな接点に関するプロジェクトが検討されている。ベネルクスはまた、ゼーブルッヘのハブおよび近接するダンケルクのLNGターミナルなどの多数の輸入および輸送のインフラにより、欧州のガス市場の重要な中継地を構成している。

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF Belgium、LuminusおよびCitelum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2021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320百万ユーロ）が必要となる。

Luminus

2020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、Engie 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、2020年末現在2,283MW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、2020年に7.6TWhに達した。同社は、約2,100人の従業員を雇用している。

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、風力発電所を發展させ、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）の10.2%（419MW）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）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な予備電力義務を果たした。現在は市場に戻っている。

Luminusはまた、再生可能エネルギーの操業を行っている。同社は、7つの水力発電所を操業しており、2020年末現在は、ワロンおよびフランドルにおいて70の陸上風力発電所、計238のタービンを所有している。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、2020年末現在は588MWの設備容量を有している。2020年にLuminusは、70MWの総容量を有する22の風力タービンを建設した。

「Luminus」ブランドの下で、EDF Luminusは、ベルギーの住宅用顧客および企業用顧客向けの約1.6百万の供給地点に、電力およびガスを供給している。Luminusは、その子会社であるRami Services、Dauvister、LeneenおよびInsaverを通じて、主にボイラーの設置および維持管理を行い、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「ホーム・アシスタンス」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。2020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、Luminusのウェブサイトを通じて行われたバンドル・セールのおかげで、165,000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向けにエネルギー効率化サービスを提供している。

2019年および2020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（Newelec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は既存分野の本業および本業以外の成長を維持し、Censatach、Elektriek、CDL Engineering、Elektrotech VVVおよびWestelecを買収した。

Citelum

ベルギーでは、ワロン地域の高速道路網におけるLED照明の改修工事が続いている。2020年には、様々な交通センサーおよび検知センサーの設置、MUSE®に基づいた集中遠隔管理システムとのインターフェースに伴う、スマート照明の複数の使用事例が導入された。100,000個の照明の設計、近代化、資金調達、運営および維持管理に関する20年間のPPP契約が、2019年に（Citelum（主契約者）、Luminus、CFEおよびDIFで構成される）LuWaコンソーシアムに付与された。これは最終的に、166,000トンに相当する二酸化炭素排出量を回避し、76%の省エネをもたらす。

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グループ（旧DeIsta）（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、近年のイノベーションおよび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、当年度の初めから2020年9月末までに4,896時間稼働した。稼働率は約70%となり、同時期の過去2年間に算出された平均（2018年は59.2%、2019年は68.4%）と比べて6パーセント・ポイント超高かった。

Sloe Centrale BVは、企業の社会的責任（CSR）に関するプログラムの開発および従業員の労働条件の改善に引き続き取り組んでおり、また当グループのモビリティ・プログラムと協調し、炭素排出量を削減するための新しい技術ソリューションを研究することにより、エネルギー移行の積極的な参加者としての役割を果たしている。

ドイツ

EDFは、ドイツにおいて、25年超にわたり事業を行っている。EDFグループは、約4,200人の従業員および100人超の研究者とともにドイツにおいて多数の事業、とりわけ再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよびイノベーションに関する業務を行っている。EDFは、EDFグループおよびその子会社の専門知識およびノウハウを活用して、持続可能なビジネスモデルおよび革新的なエネルギー・ソリューションを提供している。

EDFは、再生可能エネルギー、エネルギーの効率化、スマート・エネルギー・システムおよびその他の革新的なエネルギー・ソリューションを幅広く活用することにより、ドイツにおけるエネルギー移行を支援し、またこれに貢献している。

ドイツで事業を行うEDFグループの事業体

- 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。同社は、当グループの事業、とりわけドイツのエネルギー移行（Energiewende）を支援するための、エネルギーの新たなビジネスモデルおよび革新的なソリューションの促進および開発に焦点を当てている。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。
- 産業およびモビリティ向けに効率的な低炭素水を提供する役割を担う当グループの新たな子会社であるHynamicsは、2020年にドイツの子会社Hynamics Deutschland GmbHを設立した。かかる子会社は、「RealLabor Westküste 100」プロジェクトに貢献しているパートナー10社からなるコンソーシアムの一部である。かかるプロジェクトには、特にハイデ石油精製所における30MWの電解槽の施設の利用を通じて再生可能エネルギーから水素を生成することに焦点を当てた地域の産業エコシステムをドイツ北部に創設することが含まれている（EDFの2020年8月5日付プレスリリース「グリーン水素に許可。ドイツの連

邦経済省が「Westküste 100プロジェクト」の資金調達を承認。」を参照。）。パートナー会社は、今後5年以内にこの地域において追加の電解槽（象徴的な数値である700MWを目標としている。）を設置する可能性について調査を行っている。

- ・ EDF Renewablesは、2020年12月31日現在187MWの風力発電による総設備容量を有しており、また400MWの陸上風力発電容量を操業した（ドイツのFuturenの設備容量を含む。）。
- ・ EDF Distributed Solutionsは、企業用顧客向けに貯蔵を提供するEDFの会社であり、ドイツのみにおいて展開しており、ピーク・シェーピング・モデルを採用している。かかるEDF Renewablesの子会社は、400kWの電力貯蔵システムを2つの工業用地に分けて所有し、操業している。
- ・ 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%を保有している（「第2 3（2）⑥（i）（ii）EDFグループのその他のサービス事業」を参照。）。
- ・ エアランゲン（バイエルン州）に拠点を置くFramatome GmbHは3,400人の従業員を有しており、同社によりFramatomeの子会社は世界で2番目に規模の大きい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、ドイツおよび西欧の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。
- ・ Metroscopeもまた、その開発戦略の中心であるドイツにおいて事業を行っている。EDF Pulse Croissanceの子会社である同社は、工業資産MOC向けにAIを開発している。ベルリンに拠点を置くMetroscopeは、ドイツにおける発電所のパフォーマンスの向上を追求している。
- ・ Urbanomyは2020年7月以降、ドイツにおける発展のために、ベルリンに所在するEDF Deutschland GmbHの敷地を拠点として、特定の資源を有効に活用している。Urbanomyは、仮想化および意思決定支援のソリューションを活用した都市計画およびエネルギー計画のコンサルティングを提供している。
- ・ 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。
- ・ 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。同社の業務は、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。かかる機関は、EDFおよびKarlsruher Institut für Energie（KIT）によって、それぞれ50%ずつ所有されている。

投資

- ・ 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%の持分を保有している。
- ・ EDF Deutschlandは、電気自動車のポールランプ搭載型充電ソリューションを提供する、ベルリンを拠点とする新興企業のUbitricityにおける18.94%の持分を保有している。
- ・ Electranova Capitalは、ドレスデンを拠点とする高温電解槽（パワー・ツー・ガスおよびパワー・ツー・リキッド）の開発を行う会社であるSunfireの株式の13.4%を保有している。
- ・ EDF Pulse Croissanceは、水素ベースのエネルギーの貯蔵機器の製造業者およびインテグレーターであるMcPhyの14.14%の持分を保有している。
- ・ 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つのタービンを有する。）の50%を所有している。かかる発電所の拡張工事は、2013年に完了した。
- ・ 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。

（ロ） 中東欧諸国

ロシア

EDFグループは、ロシアにおいて、Dalkiaの子会社であるDalkia Rusを通じて（「第2 3（2）⑥（i）（イ）Dalkia」を参照。）、また国際部門に直属し、ロシアおよびCISのエネルギー移行に関する当グループの事業および新たな活動の促進および開発を担当する、モスクワに拠点を置く代表事務所のEDF Russiaを通じて、エネルギー・サービス事業を行っている。

(ハ) 南欧諸国

スペイン

2020年12月31日現在、EDF International SASは、Endesa Generación (40.99%)、Iberdrola Generación (12.0%) および EDP (8.54%) とともに、320MWのICCG (石炭ガス化複合) 発電所を保有するElcogasの31.48%の株式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。

当グループはまた、Feniceの現地の子会社 (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。

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、マドリッ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。

EDFは、国際部門に直属し、スペインおよびポルトガルのエネルギー移行に関する当グループの事業および新たな活動の促進および開発を担当する、マドリッドに拠点を置く代表事務所のEDF Peninsula Ibericaを通じて、事業を行っている。

(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、9.51GW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40.5GW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 Corporation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。)。Exelonは、これらの3つの施設の許認可を受けた事業者である。
- ・ 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12.9GW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 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ならびに公共照明。
- ・ 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。

(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、プット・オプション契約の契約条項に従い、その公正価格の決定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承認をニューヨーク州公益事業委員会 (NYPSC) から取得することを条件とする。2020年7月30日に米国連邦エネルギー規制委員会 (FERC) によって取引が承認された。

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）の規制上の管轄下にある。

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)	
				2020年	2019年
カルバート・クリフ1	908	100	908	7.37	7.91
カルバート・クリフ2	881	100	881	7.71	7.10
ナイン・マイル・ポイント1	620	100	620	5.47	4.57
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	1,287	82	1,056	8.34	9.16
REジーナ	576	100	576	4.33	4.99
合計	4,272		4,041	33.22	33.74

- (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。

この市場におけるCENGの主要な競合他社は、Entergy、AEP、Exelon、DynegyおよびNRGである。

ニューヨーク州の規制

2016年8月1日、ニューヨーク州公益事業委員会（NYPSC）は、NYPSCが決定する公的必要性を示す要件を満たすゼロ排出の原子力発電施設（CENGのジーナおよびナイン・マイル・ポイントの原子力施設も対象となる。）の環境属性を保護することを目標とするゼロ排出クレジット（ZEC）プログラムの一環として、ニューヨーク州クリーン・エネルギー基準を設定する政策を発表した。

2016年11月30日（2017年1月13日に修正済み）、ある団体が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図るための申立てを行った。かかる申立てでは、NYPSCが当該プログラムを設定する権限を有さず、当該プログラムは州の環境法に違反し、かつZECプログラムを採択するにあたって連邦行政手続法における特定の規定に違反すると主張されている。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日に裁判所は、残りすべての申立てを棄却した。申立人は、2019年11月4日に控訴状を提出し、準備書面の提出期限は当初2020年5月4日までであったが、COVID-19に係る制限により、裁判所は期限を2020年7月29日までに延長した。申立人は、期限までに準備書面を提出しなかったため、本件は棄却されたものとみなされた。申立人は、遅延の正当な理由を示すことができれば、2020年7月29日から1年以内に棄却を無効にするための申立てを行うことが認められている。

(b) 北米におけるその他事業

「第2 3 (2) ⑥ (iii) 最適化および取引：EDF Trading」を参照。

「第2 3 (2) ① (iii) (ハ) EDF Renewablesの事業」を参照。

「第2 3 (2) ⑥ (i) (イ) Dalkia」を参照。

研究開発活動に関しては、「第3 5 (1) ④EDFの国際的な研究開発パートナーシップ」を参照。

都市部の道路およびその他の公共照明の分野におけるEDFの子会社であるCitelumは、米国における事業の清算および解散を開始した。かかる手続の一環として、Citelumは、2020年8月6日付で、ニューメキシコ州アルバカーキにある事業の資産をDalkia Energy Solutionsに移転した。

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 (i) (ニ) 原子力発電事業：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、826MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、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。2020年における発電所の発電量は、2019年末から17%減少して、4.9TWh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。ANEEL（ブラジルの規制当局）は、2019年9月17日付で最初のタービンについて、2019年10月18日付で2つ目のタービンについて、商業運転を許可した。

貯水池が堰き止められて以来、ダムの下流において魚が死亡する事象がいくつか観測されている。かかる事象は、フランスおよびブラジルの2つの独立した専門家グループによる綿密な調査の対象となっており、かかる調査の結果、とりわけ(i)貯水池の水質に問題はなく、(ii)かかる現象は発電所の通常の操業時には発生しないが、特にガス状の過飽和現象を発生させる放水路の使用に本質的に関連している、との結論に至った。この現象は稀だが、ブラジルを含む世界中の他の場所においても発生している。専門家グループは、放水路の操作手順や、魚を放水路およびその他の危険区域から遠ざけるための装置の導入等いくつかの提言を行い、現在実施されている。

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、2021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南米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398.5MWの太陽光発電エネルギー
 - ・バイア州で稼働中の329MWおよび建設中の379MW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。2020年にCitelumは、ブラジルにおいて、インペラトリズ、バイア州サルヴァドールおよびマカパとの契約を更新し、マリーリア市およびジャンジラ市のLED照明の改修工事に関する契約を獲得した。

(b) チリ

2013年以降、EDFは、チリにおけるパートナーであるAndes Mining & Energy (AME) と共同で、約600MWの発電量からなるCCGT発電所、貯蔵インフラおよびLNG浮体式貯蔵再ガス化施設 (FSRU) の設計、建設および操業を統合するガス発電プロジェクトを開発している。当グループは、2014年に当該目的で設立された子会社のEDF Chileを通じて、AMEが支配株主であるBiobioGenera (50%) の他に、プロジェクト運営会社2社 (GNL PencoおよびGM Holdingsに改称されたCentral El Campesino) 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2018年5月にCentral El Campesino（現在のGM Holdings）は、750MWの火力発電資産の所有者であるESSAを買収した。

また当グループは、特に太陽光および水力の資源を利用した発電資産の開発機会を探り、開発前の段階から取り組んでいる。

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。現在、カボ・レオネス1風力発電所が60MWの容量分の拡張を行っている。

最後に、EDFグループの完全子会社であるCitelumもまた、公共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。）。2020年にCitelumは、実質的な省エネと二酸化炭素排出量の大幅な削減を実現するために、エスタシオン・セントラル（サンティアゴ州）に572台の太陽光発電式照明器具を設置した。この新世代の照明は、時間帯および来場者数に応じて光量を調節するようにプログラムすることもできる。

(c) ペルー

2018年以降当グループは、ペルーにおいて、発電資産の開発機会を探り、開発前の段階から取り組んでいる子会社のEDF Peru SACを通じて、事業を行っている。

(h) 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、当グループは技術イノベーション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、中国において35年超にわたり事業を行っており、特に台山のEPR発電所、東台IVおよび東台Vの洋上風力発電所ならびに石炭火力発電所における持分を通じて約3,600MWの純設備容量（EDFの持分に対応する容量の持分）を有する、今や発電における最大規模の外国投資家の1つである。2020年の中国におけるEDFの発電量のうち48%が二酸化炭素フリーであ

り、これは中国の全国平均よりも高い数値である。EDFグループは、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。

COVID-19危機は、2020年度上半期における中国の電力需要にマイナスの影響をもたらし、その結果発電所の収益は減少した。この現象は、下半期における市場の力強い回復によって、部分的にしか相殺されなかった。またパンデミックは、中国および海外における移動規制に起因して、一定のプロジェクトの発展に影響を及ぼした。

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第1フェーズ（2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、1,000MWの原子炉2基）ならびにそれに続く第2フェーズ（2010年および2011年にそれぞれ稼働を開始した、追加の1,000MWの原子炉2基）の建設を支援し、現在ではCGNグループに、発電所全体の操業に関して支援を提供している。これらの発電所が試運転以降に達成した実績は、フランスと中国の協力関係を証明する、中国における当グループの主要な基準の1つである。

今や投資家であるEDFは、広東省台山における2つのEPR原子力発電所（それぞれ1,750MW）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（i）（ハ）（b）「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」も参照。

パートナーシップ契約

EDFは、当グループの事業ラインの利益のために、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。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。またこれらの施設は、EDFグループの原子力事業に恩恵をもたらす技術交流の場でもある。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。

また2010年に当グループは、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（原子力発電所の設計・建設基準に関するフランス協会）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B）の共同事業の継続を呼びかけた。「第2 3（2）⑤（i）英国」の中の「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。

Framatome

原子力蒸気供給システム、計装制御システムの供給、機器、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年超にわたって事業を行っている。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。

Framatomeが設計した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おり、ユニット1は最初のユニットの操業停止を完了したばかりである。

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（TACI）の組立て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门峡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FZPCの49%を保有している。第1ユニットは2015年12月に、第2ユニットは2016年4月に稼働を開始している。したがって、Fuzhouは、EDFグループが持分を有する初の「超々臨界圧」タイプ（すなわち、発電量が増加し、環境に与える影響が抑えられている）の発電所である。かかる技術によって、石炭消費量および発電量1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量を削減しつつ、ボイラー内の温度および圧力は高水準に達するため、従来の発電所に比してより高い発電量（Fuzhouの場合、44%近く）を確保することが可能となる。

再生可能エネルギー

EDFグループは、EDF Renewablesの中国の子会社を通じて、総設備容量267.3MW（純容量121.4MW）を有する6つの稼働中の風力発電所における持分、総設備容量136MW（純容量107MW）の建設中の2つの風力発電所における持分および合計数百MWに相当する開発中の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126MWが稼働中かまたは建設中であり、これには純容量121MWに合計約30MWのプロジェクトのポートフォリオを足した容量が含まれる。）。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。ジョイント・ベンチャーに関する契約の財務的なクロージングは、2020年5月に実施された（EDF Renewablesの2020年6月2日付プレスリリース「EDFグループおよびCEIグループ、南シナ海に洋上風力発電プロジェクトを建設し、操業するために提携」を参照。）。両当事者は、502MW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っている。最初のフェーズ（東台IV—302MW）が2019年12月に稼働開始し、第2フェーズ（東台V—200MW）は2021年に稼働開始される予定である（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。

研究開発活動

EDFの中国における戦略計画に沿って、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イノベーションに携わっている。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された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日に商業運転を開始した。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。2020年にEDFは、暖房ネットワークの一部に地熱エネルギーを追加した。

EDFは2017年11月13日、霊宝市（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。2020年11月の最初の暖房期間において、コジェネレーション発電所から熱が供給された。

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日にジョイント・ベンチャー（うち30%はEDFが保有）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。最初の低温生産施設は、2021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。

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（うち49%はEDFが保有）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が三門峡において導入しているデジタル・ツールの恩恵を受ける。

2020年8月にEDFは、自動車の製造会社のBeijing Automotive Group (BAIC) とのパートナーシップにより、三亜市（海南省）におけるタクシー車両用に初のバッテリー交換所を稼働させた。

また当グループは、とりわけスマート・グリッド、コジェネレーション、廃熱利用、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。

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（113,000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。

(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を通じて、電力分野の開発に集中している。

ベトナム

2020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。

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ソンミ1発電所は、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に選ばれた。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。2021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2025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

2020年12月31日現在、EDFグループは、EDF Investを通じて、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。

2020年の事業では、ナム・テウン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（ナカイ・ナム・テウン国立公園は国際自然保護連合の保護地域グリーンリストの候補地として認定された。）、ラオスの水文学的に難しい年度中における施設の運営管理（試運転以来初の大規模な総点検）に重点が置かれた。

ナム・テウン2水力発電ダム貯水池において、240MWpの容量を有する浮体式太陽光発電所を開発するプロジェクトが2019年に開始され、2019年7月にラオス政府との間で、その後2020年6月にパートナー企業との間で覚書が締結されたことにより、正式に決定された。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

原子力エネルギーの分野では、ジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の建設プロジェクトに関する協力合意の詳細は、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (b) 「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。

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年秋に当グループは、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募集を落札した。2019年3月14日にEESL3プロジェクトが正式に開始した。試験フェーズおよび統合されたITインフラの導入が2020年に完了した。大々的な展開フェーズは進行中である。2019年以降にインドにおいて設立された子会社のEDF International Networksが同プロジェクトの実施を調整している。

EDF Pulseの第1回目は、インドの新興企業をターゲットとしてアジアにおいて実施され、多くのエントリー数を集め、大成功を収めた。審査員による表彰式が2020年11月に開催され、「持続可能なスマート・ライフスタイル」、「強靱なスマート・インフラ」および「電動モビリティ・インフラ」の3つの課題で最も有望な参加者に賞が贈られた。

EDF Renewablesは、インドにおいて太陽光発電事業および風力発電事業を拡大し続けており、後者は2016年に確立した（「第2 3 (2) ① (iii) (ハ) EDF Renewablesの事業」を参照。）。

子会社のCitelumもまたインドで事業を行っており、公共照明の工事および維持管理に関する契約を5年間更新したアフマダーバード市において照明ネットワークを運営している。Citelumは、EDF INとの間で、500,000個のスマート・メーターの設置および2,500,000個のメーターの7年間の維持管理に関するサービス契約を締結した。同子会社はまた、機器供給業者であるSuveg Electronicsの（照明14,200個分に相当する）公共照明運営機器の設置および維持管理に関する契約を獲得した。

ミャンマー（EDFは、2021年2月1日のクーデター後の政治情勢を注視しており、現在ミャンマーにおいて開発中のプロジェクトを見直す可能性がある。）

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、2020年にさらなる経過目標に到達した。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。

このダムに適用される企業責任および環境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。

さらにEDFは、ミャンマーにおいてマイクロ送電網分野の開発を進めており、複数の遠隔地の村におけるハイブリッド・マイクロ送電網（太陽光およびバッテリー）の開発を目指している。2020年には、パートナー企業であるInfraCo AsiaおよびSolarisesysと協働して、マグウェ地域（ミャンマー）にパイロット・プラントが建設され、運営が開始された。

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。

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年にデモンストレーターを稼働させ、しっかりとしたこれに関連する経験を積んだことにより、研究開発所は2020年に最初のサービス契約を締結することができた。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イノベーションに自ら取り組むために、シンガポールに定着している。EDFチームは2020年5月、他のプロバイダー2社とともに、EMA（エネルギー管理局）から電力輸入プロジェクトの技術上、商業上および法律上のコンサルティングに関するサービス契約を受注し、最初の成功を収めた。この最初の成功は、シンガポールにおいて、さらなる機会への道を開くものである。

（ト） アフリカ

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

南アフリカ

EDFグループは、クーバグ原子力発電所を建設した1978年以来、南アフリカで事業を行っており、またそれ以来、2015年に原子力発電部門との間で更新された複数年の技術支援契約に基づき、同発電所の操業および維持管理において、国営の電力供給業者であるESKOMを支援している。またFramatomeもESKOMの主要な供給業者（一般的な維持管理および燃料）である。2021年および2022年に実施が予定されている発電所の蒸気発生器の交換に関する契約が2014年に締結された。

EDFグループは、南アフリカの原子力プログラムの再開を目的として、2007年にヨハネスブルグに子会社（EDF Development South Africa）を設立した。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。2018年12月にEDFは、アフリカ南部地域におけるエンジニアリング活動の発展を支援し、南アフリカにおいて実施されている積極的差別是正措置基準を満たすために、南アフリカのエンジニアリング会社であるGIBB Powerの持分の30%を取得した。

南アフリカにおけるEDFグループの再生可能エネルギー事業は、2011年にInnowindを買収したことから始まった。現在当グループはInnowindの84%の持分を保有しており、南アフリカ政府が実施する再生可能エネルギーの入札に対応することが可能となった。2012年に3件、2015年に1件、合計142MWの風力発電プロジェクト（うち35MWは現在建設中）が落札された。この政府の入札募集プログラムは、2015年から2019年にかけて凍結されていた。

2019年10月に新政府は、南アフリカのエネルギー基本計画（2019年－2030年統合資源計画）を公布した。かかる計画では、2030年までに再生可能エネルギー容量を約20GW、ガスを3GW追加すること、また小型モジュール炉（SMR）を含む原子力プログラムの再起動を検討する戦略的な判断が示されている。この基本計画の実施は、新たな原子力発電容量に関する情報提供要請（RFI）の開始とともに進められており、これに対して2020年10月にEDFグループが回答している。また、EDF Renewables（南アフリカ）は、2021年に発表された新たな再生可能エネルギーの入札募集に対応する準備を行っている。

当グループはまた、2002年に設立されたKES（Kukhanya Energy Services）社を通じて、南アフリカにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」を参照。）。

モザンビーク

当グループは、1980年代終盤以降、エンジニアリング・サービスを提供することでモザンビークにおいて活動しており、EDM（Electricidade de Moçambique）との優先的なパートナーシップを結んでいる。

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。

当グループは、モロッコのエネルギー構成の脱炭素化に大きく貢献している。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により入札募集の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おり、2020年9月2日にフェーズ1（87MW）の建設が開始された。

EDF Renewablesは、MasdarおよびGreen of Africaとともに構成するコンソーシアムとして、2019年5月に落札された国際的な入札募集を経て、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、運営および維持管理も行う。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 Iberica（Edison）の子会社であるEDF Fenice Marocを通じて、食品業界の多国籍企業グループとのサーキュラー・エコノミー契約を通じて関与するエネルギー効率化業務の事業を行っており、また子会社のCitelum Maghrebを通じて公共照明の事業を行っている。

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。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。

委託事業の経済的均衡を確保するために、2017年に価格の見直しが行われた。2019年末に規制当局が下した決定が満足のいくものではなかったため、ERAが2020年3月12日に、かかる決定に対する控訴をセネガルの最高裁判所に対して申し立てた。またEDFはセネガル政府に対して、ERAにおける株式資本を手放すことを希望していることを確認した。

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。2020年末現在、COVID-19の健康危機に起因する遅延は4.5か月と推定されている。電気機械アセンブリの計画では、この時間を可能な限り最適化することを目指している。2020年12月31日現在における土木工事の進捗率は約37%であった。試運転は2024年の初頭を予定している。

サナガ川のキコ水力発電プロジェクトを独占的に開発する権利をEDFに付与する覚書がカメルーン政府との間で締結された後、カメルーン共和国、SFIおよびEDFの間で協議が行われ、本プロジェクトを共同開発することについて合意がなされ、近くJDA（共同開発契約）が締結される予定である。

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、E2C（Énergie Électrique du Congo）（SNEとも呼ばれる。）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

エジプトの会社であるElsewedy Electricと均等ベースで開発された2つの65MWのベンバン太陽光発電所は、2019年8月に稼働を開始し、非常に満足のいく実績を上げている。PPAの期間は25年である（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。

2019年にEDF Renewablesは、エジプトの民間による太陽光の発電および配電の新興市場における有力企業KarmSolarに対して、戦略的な出資を行った。同社は、貯蔵を含むマイクロ送電網プロジェクトの運営も行っている。KarmSolar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（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。

またEDFは、コンサルタントの立場で、エジプトのエネルギー移行を支援している。EETCとの送電分野において、EDFは、デルタの給電所（2017年契約）ならびにエジプトの行政上の新たな首都に位置する新たな国営の給電所（2019年契約）のエンジニアリングおよび建設の監督を行っている。EIBを支援するために、EDFは、EETCとともに、送電網の開発に関するコンサルティング業務を行っている。EEHCについては、配電分野において、2020年にEDF International Networksが、フランスの製造会社である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。）の構成員として、53,000個のスマート・メーターの配備を継続した。

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日に電力の送電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2021年の初頭に行われる。

2019年にEDFIは、Conergies Groupの49%の株式を取得して、株主となった。Conergies Groupは、コートジボワールおよびマリにおいて、子会社のARICおよびRICAを通じて、暖房、換気、工業用冷蔵および太陽光を利用した冷蔵に取り組んでいる。

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。活動が不十分であったため、かかる支店は2020年6月30日に閉鎖した。

当グループはまた、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、これらの国々において商業的なビジネスおよびプロジェクトを生み出しており、今後数年間の主な課題は、脱石油エネルギーへの移行を進展させることである。

この地域における主要なプロジェクトは、特にアラブ首長国連邦を拠点としており、2020年にはアブダビにおいて、

- ・再生可能エネルギー分野における世界的な主導者の1つであり、Mubadala Investment Companyの子会社であるMasdarとの間で、太陽光エネルギーおよびエネルギー効率化のプロジェクトの開発を目的とした共同事業体を設立するための株主間協定書に1月に署名した。特に同社は、2030年までに総電力消費量を22%削減し、水消費量を32%削減することを目標とした、アブダビのエネルギー効率化戦略の達成に向けた支援を提供する。
- ・（子会社であるEDF Renewablesを通じて）EDFグループおよびJinko Power Technology Co. Ltd.で構成されるコンソーシアムがアル・ダフラ太陽光発電プロジェクトを獲得した。2GWの設備容量を有することとなる、この将来の太陽光発電所は、世界最大級の太陽光発電所となる見込みであり、現地の160,000世帯分に相当する電力を毎年供給予定である（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。

以下のその他の主要なプロジェクトは、（ドバイ首長国の水道および電気を担当している）顧客のDEWAとともに、ドバイを拠点にしている。

- ・800MWの太陽光発電所の開発契約。EDFは、子会社のEDF Renewablesを通じて、Masdarおよび顧客のDEWAとともに、このプロジェクトの開発を行っている。同発電所は、2020年の時点で、世界最大級の太陽光発電所の1つである（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。
- ・ドバイ酋長国のハッタ山で計画されており、その建設が既に始まっている、顧客のDEWAのための250MWのダム揚水発電所の管理に関する支援契約。
- ・アル・アウアーにおける3つの233MWeの火力発電所の建設に関するエンジニアリングのコンサルタント事業。

またUAEにおいて、EDFグループは、バラカ原子力発電所の事業者であり、Émirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) の子会社である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Nawah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umat・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（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。2020年にEDF Renewablesは、MasdarおよびNesma Groupと提携して、Repdoが実施した入札募集（Repdo 2）に参加した。当グループは、ジェッダ地域における300MWの契約を獲得する見込みである。

EDFは2010年以降、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おり、EDF Renewablesは2020年末現在、送電網に接続されている総設備容量383MWの太陽光発電プロジェクトを運営し、現在150MW分を建設しており、2021年／2022年に追加で157MWの容量を建設することを確認している。さらにEDF Renewables Israelは、2020年に政府が実施した、約70MWの浮体式太陽光発電プロジェクトおよび2023年までに建設予定の合計225MWの太陽光発電・貯蔵プロジェクトからなる入札募集2件を獲得した。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供給において、地域別の委託に基づいて当該目的のために設立された会社を通じて、15年超にわたる経験を有している。2017年以降、EDFグループは農村地域および郊外地域の顧客に対し、それぞれの所得や需要に応じて電力およびサービスを供給する革新的な新興企業と手を組んでいる。ソリューションには、中央電力網への電力の供給、小規模電力網の設置および太陽光発電キットの提供が含まれる。

かかるサービスにより、南アフリカ、コートジボワール、ガーナ、セネガルおよびトーゴにおける百万を超える人々が、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。住宅用太陽光発電システムの販売に加えて、2020年にケニアの会社SunCultureおよびトーゴ政府との間で、ソーラー・ポンプの展開に向けたパートナーシップが結ばれた（2020年12月18日付プレスリリース「太陽光エネルギーを用いた持続可能な農業を加速させるためにBboxx、EDFおよびSunCultureがトーゴ政府と協働」を参照。）。

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、初めにクワズール・ナタール州において太陽電池部品を取扱う事業を展開し、その後、東ケープ地域においても事業を拡大した。

ケニア－SunCulture

2018年7月18日以降EDFグループは、主にケニアの農村家庭におけるソーラー・ポンプの販売、設置および維持管理をサポートするために、ケニアの会社SunCultureの発展に貢献してきた。EDFIがSunCultureの親会社であるSavant Groupの16.1%の持分を保有することで、EDFはSunCultureの国際的な発展を支援している。

ケニア－Bboxx

2020年にEDFは、ケニア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ここ数年間行ってきたBboxx Kenyaの持分を（Bboxx Kenyaの60%を保有するEDF Bboxx Kenyaの38.5%の持分を通じて）取得した。

ザンビア－SMG

小規模電力網への供給を発展させるために、2020年にEDFは、標準化された容器およびスマート・メーターによるソリューションを用いて小規模電力網の開発および設置を行い、需要に応じたエネルギー・ブロックの販売を可能にする、「EDF Pulse Africa」のコンペで選ばれた新興企業のStandard Micro Grid Zambiaの12%の持分を取得した。

コートジボワール－ZECI

EDFグループおよびOff Grid Electric (OGE) (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おり、現在「Zola Electric」として知られている米国の会社)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、それぞれ50%の持分を保有する形でジョイント・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。

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、（それぞれ50%、20%および30%の持分を保有する形で）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。

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

気候変動との闘いを中心に据える規制環境および社会環境において、また存在意義 (*raison d'être*) に従い、EDFグループは、顧客に対して高性能で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、エネルギー・サービスにおける飛躍的な成長を目指している。

これらのサービスは、分散型エネルギー生産、低炭素暖房ネットワーク、グリーン水素、スマート照明、電気モビリティ、スマート・ビルディング管理、省エネに関する助言およびエネルギー効率化の幅広い分野で、地方自治体、企業用顧客および住宅用顧客が抱える問題に対応する。当グループが提供する一連のソリューションは革新的であり、特に二酸化炭素排出量の削減およびエネルギー・パフォーマンスの向上などの顧客の新たな要求に応えるものである。

(i) エネルギー・サービス

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、新興企業のインキュベーターとして立ち上げられた組織「EDF Pulse Croissance」を設立した。

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。この方針は、2019年に特にDreevの設立によって、また2020年にPod Pointの買収によって、さらに強化された（「第2 3 (2) ⑤ (i) 英国」を参照。）。

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。

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の再生可能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、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は、フランスにおいて広範なサービスを提供し、卓越した販売網を有しており、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努めている。

Dalkiaは、健康危機の間、特にロックダウン期間中も、危機管理および柔軟で機動的な継続性を体系化し、大規模なテレワークを展開することで、欠くことのできない事業を継続してきた。

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90,000を超えるエネルギー施設を管理し、2020年には6.7TWhのエネルギーの節約を実現し、その顧客が4.1百万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の主要事業は、地域のエネルギー源を最大限に活用することである。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2の事業ラインはエネルギー貯蓄である。

- ・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、日々イノベーションを進めている。
- ・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應できるようにするためのソリューションの設計および実施を専門に扱う会社である。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

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、英国およびポーランド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。

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、嫌気性消化の分野で専門知識を有しており、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。

CRAM

CRAMは、Dalkiaの完全子会社であり、主にフランス北西部（ノルマンディー、ピカルディおよびイル・ド・フランス）に所在する。同社は、熱源設備および空調設備の運用、保守、管理および建設の分野でプロジェクトを提案し、実施している。ル・アーブルに本社を置くCRAMは、600人の従業員を擁し、5,000を超える設備を運営している。

Dalkia EN

Dalkia EN (*Énergie Nucléaire*) は、Dalkiaグループの完全子会社であり、EDFにとっては原子力環境に特化した重要なパートナー企業である。同社では、2つの事業ライン、すなわち、(i)原子力発電所のバックアップ用発電資源、冷熱生成システムおよび換気システムの維持管理、ならびに(ii)原子力発電所および火力発電所のサービス提供会社および建物の維持管理に係る調整に、500人の従業員が従事している。

フランス国外におけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Polska Solutions

ポーランドに拠点を置くDalkia Polska Solutionsは、商業用建物および工業用敷地の技術設備（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、革新的なソリューションを提供している。

Dalkia Polska Energia

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

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、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。

Imtechは、子会社のSuir Engineeringとともに、英国、アイルランドおよびスカンジナビアにおいて設立された。同社の子会社Breatheは、英国においてエネルギー・パフォーマンスを専門に扱う会社である。

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・コー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ー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に関連するサービスを行う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600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。）ならびに南米（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。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。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。

- ・エネルギー支出および環境への影響を抑えながらも、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。
- ・認識している安全性を改善する。
- ・交通信号、交通管制および電気自動車の充電ならびにスマート・パーキングのインフラに関するソリューションを提供することにより、モビリティを最適化し、交通渋滞を緩和する。

Citelumは、融資ソリューションおよび子会社のCitegestionのデジタル都市空間管理プラットフォームであるMuse®のイノベーション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は、電気および革新的なサービス・ソリューションを通じた環境保全、福祉および開発を事業の中心に据えている。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。フランス国内外においてCitelumが展開する照明計画は、近隣の動植物の夜行性の習性に合わせて照明を調整するように設計されている。

特に、Citelumの事業は、数値で示される具体的なパフォーマンス・コミットメントを含むグローバルなパフォーマンス市場にある。Citelumは、地方自治体および住民に対して付加的なサービスを提供するために公共データの収集および管理の革新的なソリューションを開発することで、公共サービスおよび安全の質を高め、生活の質を向上することに貢献している。またCitelumは、民間の顧客向けに、建物の室内照明の改修ソリューションを展開し、顧客の需要およびビジネスに合わせて照明レベルを調整することにより、省エネを実現している。

Citelumは、国外、特にイタリア、スペインおよび南米において、新たな契約を締結することにより、ポートフォリオを強化した（「第2 3（2）⑤（iii）（ホ）南米」を参照。）。

(ハ) EDF Pulse Croissance

EDF Pulse Croissanceは、エネルギー移行およびデジタル移行の新たなビジネスモデルを探ることにより、EDFグループの将来に向けた準備の一助となっている。2017年に設立されたEDF Pulse Croissanceは、EDFグループの新興企業のインキュベーター

ターである。EDF Pulse Croissanceの目的は、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、EDFの新たな成長の原動力を作ることである。新たな事業ラインおよびサービスを作るために、EDF Pulse Croissanceは、コーポレート・ベンチャーおよび新興企業インキュベーターの2つの補完的な活動に基づくモデルを開発した。新たなニーズに対応し、政治、経済、社会、技術、環境および法律の新たな傾向を予測するために、同社は顧客および商品を中心としたアプローチを展開している。

EDF Pulse Croissanceは設立以来、新興企業23社に対して約250百万ユーロ（出典：EDF Pulse Croissance Holdingの2020年12月31日現在の財務書類。）の投資を行い、16の投資ファンドに出資してきた。

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、研究開発部門、EDFグループの事業ラインならびに新興企業およびオープン・イノベーションに取り組んでいる利害関係者と密接に協働している結束の強いチームである。2020年、EDF Pulse Croissanceは、「エネルギー移行：新しい市場および事業ライン（*Nouveaux Marchés, Nouveaux Métiers de la transition énergétique*）」と題する共同事業の中で、将来の投資およびインキュベーションの優先順位を詳述した新しいロードマップを作成した。かかるロードマップは、EDFグループの存在意義（*raison d'être*）に合致する事業ラインに関して、価値創造、イノベーション、カーボン・ニュートラルの観点から最も有望な成長機会を定義するものである。

インキュベーター

EDF Pulse Croissanceは、新しい事業およびサービスを設計し、開発するために、EDFグループのアイデアおよび専門知識を活用している。インキュベーターは、従業員の意向に沿ったサポートを提供し、社内および第三者の専門家を起用して、ビジネスモデルのテスト、作成および開発を行っている。このサポートは、社内起業家だけでなくEDFグループ全体に役立ち、労働力のスキルアップや当グループの変革にも貢献する。

EDF Pulse Croissanceのモデルは、インキュベートされたプロジェクトに対して、投資の展望および市場への絶え間ないエクスポージャーを提供する。

EDF Pulse Croissanceは、エネルギー移行およびデジタル移行に関する一連の分野について、以下の新興企業をサポートしている。

- ・低炭素の再生可能な電気で水の電気分解を行い、低炭素水素を製造するHynamics
- ・産業用設備のパフォーマンスを向上させるデジタル・ツイン・ソフトウェアを扱うMetroscope
- ・産業のエネルギー効率の向上のための革新的な金融ソリューションを開発したPerfesco
- ・環境に優しく、競争力があり、主権型クラウド・ベースのブロックチェーンおよび高パフォーマンスのコンピューティング・ソリューションを提供するExaion
- ・再生可能エネルギーの生産および柔軟な消費のためのアグリゲーターであるAgregio

投資家およびファンドのパートナー

EDF Pulse Croissanceは、新たなビジネス活動および革新的ソリューションを開発するために、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が持分を有する約15の専門ファンドと繋げることができる。

EDF Pulse Croissanceが株主である新興企業は、以下のとおり、複数の利益を享受している。

- ・EDFグループのその他の新興企業、子会社および事業ラインとのシナジー
- ・EDF Pulse Croissanceの積極的な株主としての戦略的なサポート（EDF Pulse Croissanceはポートフォリオにおける各新興企業の取締役会に参加している。）
- ・エネルギー市場に精通している専門家
- ・資金源
- ・ビジネスを構築するためのツール形式によるサポート

また、EDF Pulse Croissanceは、新しいビジネスモデルを模索し、フランスまたは海外における新しい市場への参入を可能にするために、新興企業とジョイント・ベンチャーを設立することもできる。基本的には、投資は包括的な事業および産業上のパートナーシップの一部であると考えられている。

さらにEDF Pulse Croissanceは、イノベーション・エコシステムにおける同社の地位を強化し、EDFの財務上のエクスポージャーを減らし、EDFグループ内のスキルとシナジーを開発するために、ベンチャー・キャピタル・ファンドに投資している。

この投資戦略は当グループが直面している問題に見合ったものであり、以下に焦点を当てている。

- ・ EDFにとって活動的で関連性の高い地理的領域において高い評価を得ていることから選ばれたスマート・シティおよびクリーン・テクノロジー等のジェネラル・ファンドおよびマルチセクター・ファンド
- ・ また、特に研究開発部門において既に使用されている技術に加えて、補助的な技術の構成要素をより良く統合できるように設計された新技術のためのスペシャリスト・ファンドおよび／またはシード・ファンド

この戦略の結果として、当グループは約15のテーマ型ファンドに投資しており、その大部分はフランスにあるが、欧州、北米および中国にも及んでいる。2020年にEDF Pulse Croissanceは、パートナーシップ戦略をさらに強化し、国際的なポートフォリオを拡大するために、新たに2つの米国ファンドに投資した。

2020年にEDF Pulse Croissanceは、社内起業プロジェクトから派生した子会社1社を含む新興企業5社に投資した。

2020年のEDF Pulse Croissanceのポートフォリオにおける新しい企業

EDF Pulse Croissanceがインキュベートした新興企業

Urbanomy

2020年初頭に設立されたUrbanomyは、EDF Pulse CroissanceおよびEDFの完全子会社がインキュベートした社内起業プロジェクトの成果である。Urbanomyは、特に英国およびドイツにおける国際的なスマート・シティ市場をターゲットとしている。Urbanomyは、都市開発の利害関係者、特に不動産開発業者、民間デベロッパーおよび投資家等の民間セクターの利害関係者に対して、戦略的、技術的および経済的なコンサルティング・サービスを提供している。同社の総合的なサービスは、エネルギー効率、エネルギー・システム、都市モビリティ、環境、生活の質およびエネルギー・コミュニティの6つの柱を中心に構成されている。Urbanomyは、英国の研究開発部門、国際部門およびEDF Pulse Croissance出身の3名のEDFの従業員によって設立された。

EDF Pulse Croissanceの保有株式

Securkeys

Securkeysでは、匿名での現場監視サービスや、24時間体制かつ年中無休でフランス全土に合鍵を1時間で届けるサービスを提供している。Securkeysの顧客は、封印された封筒に合鍵を入れて、最寄りの認定されたSecurkeysのセキュリティ・センターに送付する。鍵を紛失したり、閉め出されたりした場合には、認定された代理店から合鍵を返却してもらうことができる。EDF Pulse Croissanceは、他の金融機関および機関投資家とともに、同社の株式を取得した。2018年にSecurKeysは、家庭向けサービスにおいて、EDF Pulse Croissanceからの提案依頼を獲得した。

TeepTrak

TeepTrakは、産業上のパフォーマンスをリアルタイムで監視することを専門としている。同社は、企業が生産工場のパフォーマンス（速度、稼働時間、休止時間および全体的な設備効率）に関するデータを取得し、このデータを分析して生産性と生産量を向上させるソリューションを販売している。TeepTrakは、零細企業（VSB）、中小企業（SME）および多国籍企業が使用するあらゆる種類の機械に対応した、手頃な価格で簡単にインストールできるソリューション（ハードウェアとソフトウェアの両方を備えたターンキー・パッケージ）を提供している。2020年5月にEDF Pulse Croissanceは、インダストリー4.0の分野での提案を充実させるために、XangeとともにTeepTrakの株式資本に出資した。

Archipels

Archipelsは、コンソーシアム型ブロックチェーンのインフラに基づくデジタル・トラスト・サービス（文書およびデータの認証、証明力等）を開発している。このインフラは、文書の起源、真正性および完全性を証明する。Archipelsは、不正行為の防止、新規顧客に関する企業のサポートの促進および法的に要求される「顧客確認」の書類確認に係るコスト削減を目指している。これらは、フランス、そして最終的には欧州を拠点とする専門家を対象としている。2020年にEDF Pulse Croissanceは、フランス預金供託公庫、DocaposteおよびEngieとともにArchipelsに投資した。

PowerUp

PowerUpは、リチウムイオン電池の性能を向上させ、電池の寿命を最大2倍にするソリューションを開発している。PowerUpは電池を遠隔で監視し、電池の状態を追跡し、寿命を予測する。その後このデータを元に充電管理を行うことで、電池を保護し、寿命を延ばす。PowerUpのソリューションは、主に定置型蓄電池の使用事例（バックアップ電池および自律型フリート管理

者等)を主に対象としており、研究開発部門およびCEAとの提携により開発が可能である。2020年11月にEDF Pulse Croissanceは、SuperNova Investおよびエンジェル投資家とともにPowerUpの株式資本に出資した。これによりEDFグループの貯蔵ソリューションの開発が加速し、2018年に開始したEDFの貯蔵計画の目標に貢献することとなる。

提案依頼

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(旧Oreka 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。これらの提案依頼を獲得した新興企業2社(2018年にZenpark、2020年にSecurkeys)は、EDF Pulse Croissanceからの融資の恩恵を受けている。
- ・2019年にEDF Pulse Croissanceは、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、革新的な新興企業であるExactCureおよびPhealの2社が、提案依頼を獲得した。ExactCureは、COVID-19危機の間にパラセタモールを服用する際の個人用シミュレーターを開発するために、EDF Pulse Croissanceから資金提供を受けた。

(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Edelia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
- ・ 人的エネルギー管理者によるエネルギー効率化の支援（エネルギー管理システムのISO 50001の認証取得を目指す顧客向けのiBoardソリューションに付随するコンサルティング・サービス）

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（モノのインターネット）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グループ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グループの完全子会社であるSoweeは、国内顧客向けに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、温度とリアルタイム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。

また、Soweeは、元々接続されている新しい機器（ボイラー、換気、電気ラジエーター、ヒートポンプ、照明およびローラー・シャッター）の協調的な監督を提供するために、この分野の事業者（Saunier Duval, Muller, Aldes, Delta DoreおよびDaikin）と提携した。2021年には、機器のコネクテッド・ステーションの所有者向けに、需要側の管理オプションも開始した。

電気モビリティ

EDFグループは、2018年10月に電気モビリティ計画（*Plan Mobilité Électrique*）を作成した（「第2 3（1）②CAP2030の戦略における優先目標」を参照。）。

IZIVIA

EDFグループの完全子会社であるIZIVIAは、フランスの電気モビリティ市場を代表する事業者である。IZIVIAは、地方自治体、エネルギー・コンソーシアムおよび企業、ならびに2020年1月以降は共同所有物を対象に、電気自動車の充電ソリューションを提供している。IZIVIAは、充電スタンドの供給と設置、インフラの監視と維持管理およびサービス・パッケージを含む包括的なサービスを提供することで、その専門知識を顧客に提供している。

IZIVIAは、フランスにおける公共の充電スタンドの主導者であり、10,000を超える公共および民間の充電ポイントの運営を行う業界の主導者の1つである。2020年にIZIVIAは、地方自治体市場（ヌーヴェル・アキテーヌのMObiVEネットワークおよびイル・ド・フランスのSIGEIFを含む。）、企業（欧州全域における31のPSAの拠点）ならびに大手小売チェーン向けに大きな成功を収めた。もう1つの開発では、IZIVIAの完全子会社であるIZIVIA IGが、2030年までにEDFグループの1,500か所の拠点に充電スタンドを設置することを目指している。

IZIVIAは、投資ファンドのDemeterと共同で、リヨンのメトロポールにおける59の自治体で641の充電スタンドのネットワークを展開している。かかるネットワークは、フランス全域に充電スタンドを展開する、これまでで最も意欲的なプロジェクトの1つである。またIZIVIAは、幹線道路の近くの交通量の多い場所に300の急速充電スタンドのネットワークを展開する準備も行っている。

電気自動車での移動を促進するために、IZIVIAは、モビリティ事業者として、モバイル・アプリと連動したパスも提供している。このパスにより利用者は、フランス国内だけでなく欧州全域で相互運用されている100,000か所を超える充電スタンドで充電することが可能となる。

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、HVA、HVBおよびLV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、HVA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（HVAおよびHVB）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、加熱型タンク等の家庭用の電気暖房、換気および空調の設備の設置、維持管理および修理を専門に行う。

フランスにおいて1,000人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。

CHAMは、ローカル・チャンネルおよびデジタル・チャンネルを駆使して、顧客を獲得し、サービスを提供している。CHAMは、一部の顧客に対してオンラインによる維持管理を展開する準備を行っており、そのために遠隔による診断と修理を試行している。

内外の成長を絶え間なく追求する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月に開始した「EDFによるIZI（IZI by EDF）」は、（EDFの顧客であるか否かを問わず）住宅用顧客および零細企業を対象とした、施設およびエネルギー移行のサポートを行うための、フランスにおけるエネルギー以外のサービスを網羅するEDFのブランドである。

2020年にEDFによるIZIは、持続可能な住宅および電気モビリティのための包括的なサービスをリリースした。

- ・暖房ソリューション（ヒートポンプおよびボイラー）、断熱、換気ならびに窓の設置に焦点を当てたターンキー・エネルギー・リノベーションの提供。これには、顧客の見積書におけるすべての規制上の補助金の算出および控除のほか、金融ソリューションおよび品質へのコミットメントが含まれる。
- ・電気モビリティに移行するための包括的なサービスのソリューションの提供。これには、家庭用充電スタンドの設置、Vert Électrique Autoとのグリーン電力の供給、欧州各地で充電できる（IZIVIA運営の）モビリティ・パス（*pass mobilité*）および電気自動車のリースが含まれる。

EDFは、EDFによるIZIを通じて、顧客にとっての総合的な請負業者のアセンブラとして位置付けられている。EDFは、責任を負い、サービスの成功を保証し、自ら10年保証を提供する。EDFは、厳選された適格な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。

EDFによるIZIはまた、EDFグループの専門子会社（CHAM、IZIVIAおよびEDF ENR）ならびにその他の特定の戦略的なパートナー（AXAおよびHomiris）からのサービスを提供する。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。

Local Energy Management

2019年夏にEDFグループは、分散型エネルギー管理に関連する革新的なサービスの開発を加速させるために、Local Energy Management（LEM）という事業体を設立した。LEMは、社内起業制度によって設立したかまたは外部成長によって買収した企業（Agregio、Dreev、e2m、PowerShiftおよびStore & Forecastを含む。）向けに、幅広い事業ラインにおける調整を行う。

- ・上流（風力発電所および太陽光発電所による断続的な生産）ならびに下流（消費者の負荷制限容量）の両方で、地域の融通性を集約し、管理し、促進する。

- ・（再生可能エネルギーの生産者から再生可能エネルギーを提供する）電力購入契約、仮想発電所プラットフォームおよび顧客がブロックチェーンを利用して生産者から購入できるピアツーピア販売等の新しい供給モデルを通じて、再生可能エネルギーの生産量を販売する。
- ・電気モビリティのためのスマート充電ソリューション。
- ・エネルギーの予測および貯蔵を通じた地域の電力システムのエネルギー最適化のためのソフトウェア・ソリューション。

EDFの完全子会社であるAgregioは、再生可能エネルギー（風力発電および太陽光発電等）の生産者と電力消費者（産業および企業等）の2種類の顧客を対象としたアグリゲーターである。Agregioは、発電事業者に対して、生産した電力を最適化して市場で販売し、長期的に収益を確保するためのソリューションを提供する。またAgregioは、電力システムのニーズに応じて、補償と引き換えに消費量を削減するかまたはシフトすることを希望する企業用顧客および第三次産業用顧客も対象としている。

Energy2market (e2m) は、再生可能エネルギーの生産と地域の融通性を集約することに特化した会社である。同社は、総設備容量が4GW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5,000か所を超える施設（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。またe2mは、欧州の顧客向けに仮想発電所の運用および最適化に係るシステムを販売している。

2020年末現在、EDFグループは、8GWの分散型生産／消費資産および5,000を超える最適化された分散型資産を保有する、これらの新しい市場における欧州の主導者の1つである。

(ii) ガス事業

欧州において、EDFグループは、270TWh超のガスを使用している。そのため、EDFは5.4百万超の顧客（顧客は2020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。

そのためEDFグループは、主にイタリアのEdison、EDF EnergyおよびLuminusを通じて、フランスおよび欧州の天然ガス市場において事業を行っている。2017年8月1日以降、Edisonは、資産の運用および上流部門事業の開発に関するサービス契約に基づき、EDFグループのガス・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。

EDF SAのLNG資産ポートフォリオの融通性に係る最適化は、EDF Trading Limited (33.33%)とJERA Trading International Pte (66.67%)のジョイント・ベンチャーであるJERA Global Marketsによって管理されている。

最後に、当グループは、欧州外、とりわけ主要な企業用顧客および配給事業者への重要な天然ガス供給業者であるEDF Energy Servicesが所在する米国において、事業を行っている。

(イ) 天然ガスの最終市場

2020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）：約1.9百万人の顧客（小売業者および重要顧客）ならびに約33TWhの販売量
- ・イタリア（Edison）：約0.9百万人の顧客および約83TWhのガス販売量
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約1.9百万人の顧客および約30TWhの販売量
- ・ベルギー（Luminus）：約0.6百万人の顧客および約11TWhの販売量

(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、米国、北海および北アフリカから生じる、短期および中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。さらに2021年にEdisonは、アゼルバイジャンから長期契約に基づき年間1十億立方メートルのガスの輸入を開始する予定である（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）。

(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）ガス事業」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6.4十億立方メートル）を使用する権利を保持している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」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による二酸化炭素排出量を減らすために、初の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）ガス事業」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）（c）火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

当グループはまた、オランダ、ベルギーおよびフランスにおいて貯蔵に係る権利を有している。

（c） 探鉱および生産（E&P）

2020年12月17日にEdisonは、戦略の再ポジショニングを受けて、Energeanの石油およびガスの探鉱および生産の上流部門事業（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）を売却することを発表した。2020年12月30日にEdisonは、ノルウェーを拠点とする石油およびガスの探鉱生産事業を有するEdison Norge ASの100%を売却処分することにつき、Sval Energiとの間で契約を締結したことを発表した（「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グループの会社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おける主に電力、天然ガスおよびLPG事業の卸売市場で業務を行っており、石油および環境関連の金融商品へのアクセスを顧客に提供している。LNG、石炭および貨物に関する事業は、日本のJERAと協力して、JERA Global Marketsにより行われている。EDFTは、北米における子会社を通じて、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、世界で約820人の従業員を有しており、その規制業務は英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構によって認可されている。

とりわけEDFTは、EDF DOAAT（「第2 3（2）③フランスにおける最適化業務」を参照。）およびフランスのEDF顧客部門に対して包括的な卸売市場に係るサービスを提供しており、EDFグループの他の事業体の市場へのルートとして機能している。

欧州における電力市場

EDF Tradingは、年間約2,000TWh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。2020年にEDFTは、再生可能エネルギーの開発を支援するためにPPA（電力購入契約）に関する活動を発展させ、北欧市場における存在感を高めた。

欧州におけるガス事業

EDF Tradingは年間590bcmの取引を行う、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の事業体のガス資産を最適化している。これにより、EDFTは、完全なガス卸売市場のソリューションを通じてEDFグループおよび第三者顧客を支援することが可能となる。2020年にEDFTは、欧州における顧客または供給業者の数が増加し、一部の主要事業者がポートフォリオをヘッジするために欧州市場にアクセスしたことに伴い、フロー活動を拡大した。

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、EDF Trading North Americaは、105か所の発電所の29GW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、2.6GW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、EDFTは世界中の顧客のニーズに対応することができる。2020年にEDFTは、市場範囲を拡大し、再生可能エネルギーの供給に関して商業用および企業用（C&I）顧客の利益に貢献する活動を展開した。

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の脱炭素目標を支援するための、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提供者である。2020年にEDFTは、EDFグループの事業体のグリーン・マーケティング活動を支援し、炭素排出量の相殺に関心のある顧客に高品質の証明書を提案するために活動を展開した。

国際的な市場

2017年4月にJERAに対して石炭および輸送事業を売却し、2019年にLNGの最適化および取引に関する事業をJERA Global Marketsに統合した結果、EDFTは主導的な海上エネルギー取引業者であるJERA Global Marketsの33%の株式持分を保有している。2020年に同社は、とりわけLPG市場におけるグローバルな業務を引き続き展開しており、また日本の電力市場にも参入した。

(iv) 株式持分

(イ) EDF Trading Logistics

2020年に約1.1百万トンの燃料油および0.7百万トンの石炭を処理したEDF Trading Logisticsは、燃料油およびバイオマス液体燃料の購入におけるEDFの媒体を務める。同社は、DOAAT、EDF PEIおよびSEI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、バイオマス液体燃料および石炭の供給物流に関する業務を行っている。同社はル・アーブルおよびモントワール・ドゥ・ブルターニュの港にある石炭ターミナルを運営している。

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。

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、2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3「連結範囲」を参照。

① GRDFとの関係

EnedisおよびGRDFは、フランス・エネルギー法第L.111-71条に基づき、一定の共同サービスの提供およびその結果として生じた費用の分担における関係性について定めた契約を結んでいる。

ガスおよび電力の配給事業部門において、当該契約は、発電所の建設、作業プロジェクト管理ならびにネットワークの運営および維持管理に関連する業務について定めている。この契約は定期的に更新される。

2018年、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。

2020年7月、EnedisおよびGRDFは、機器調達および物流、雇用契約、医療社会問題、住宅管理、オフィスにおけるIT・電気通信ならびに経理といった混合のままであった活動における共同雇用を終了する目的で、共同活動を再編（*transformation des activités communes*またはTAC）するための共同プロジェクトを開始することを決定した。

コルシカ島におけるアジャクシオ市およびバステティア市でのLPG配給の共同サービスについて、ENGIEは2021年3月31日をもってコルシカ島でのLPG事業の終了（委託契約は1990年代に終了している。）を検討していることを2020年10月にEDFに通知した。同月、アジャクシオ市はLPG配給権の入札募集を開始し、ENGIEが入札を行った。バステティア市も入札募集を開始することを発表した。1951年の協定では、EDFおよびENGIEの決定が相互に与える影響に係る、両社間での情報交換における条件が規定されている。

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、IHAREVA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、天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Conversion-Enrichissementの契約（IHOrano Cycleの契約）

英国のヒンクリー・ポイントにおいてEPR 2基を建設する計画に関し、2016年9月29日、EDFとOranoは、Orano Miningとウラン契約を、Orano Conversion-Enrichissementと変換契約および濃縮契約を締結した。

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage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15.1.1.1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、2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.3を参照。

5【従業員の状況】

(1) EDFグループの従業員

過渡期における安定した従業員数

2020年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計165,200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(63,244名)、Enedis(38,624名)、Framatome(15,015名)、Dalkia(18,198名(2020年、アイルランドおよび英国に所在するImtechの子会社の全従業員がDalkiaの従業員に連結された。2019年には、50%がDalkiaの従業員に、50%がEDF Energyの従業員に連結され、両子会社の数字が異なる理由となっている。))および英国におけるEDF(11,717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、2019年末と比較してごくわずかに増加した(+0.3%)。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従業員数

当グループ会社は、2020年12月31日現在でフランス国内において131,621名を雇用しており、2019年と比較してごくわずかに増加した(+0.4%)。この増加は、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(EDF Renewablesは9%増加、EDF ENRは22%増加、Dalkiaは3%増加、Framatomeは5%増加およびフランスにおけるCyclife(廃炉)は33%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。これらの変革は、2019年末から徐々に従業員の減少(-1%)をもたらしている。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676名の従業員が、2020年にEDFを退職した。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(連結子会社)：フランス国外の従業員の96%は欧州出身者

従業員の25.5%はフランス国外に居住している。DalkiaおよびCitelumの欧州での活動に再度重点を置き南北アメリカからシフトする決定をしたこと、および世界のその他の地域で従業員が13%増加したEDF Renewablesにおける逆の傾向を反映して、この数値は安定している。欧州外における当グループの従業員は主に南北アメリカ(5,273名)、アジア(821名)および規模は小さいがアフリカ(213名)に居住している。

従業員の地域別内訳

	2020年	変動
フランス	131,621	+0.4%
欧州(フランスを除く)	27,272	+1.7%
南北アメリカ	5,273	
アジア	821	
アフリカ	213	
世界のその他の地域	6,307	-7.3%
世界におけるEDFグループの合計(*)	165,200	+0.3%

(*) KPMG SAによる合理的な保証監査の対象となる2020年の指標。

従業員の詳細な内訳

EDFグループ	単位	2018年	2019年	2020年
事業体別				
EDF	人	65,368	63,962	63,244
Enedis	人	38,691	38,754	38,624

EDFグループ合計(*)	人	165,790	164,727	165,200
EDFグループ合計実数（フルタイム相当量(FTE)）	人	162,209	161,523	161,200
カテゴリー別				
25歳未満(*)	%	7	7	7
25歳から35歳(*)	%	29	29	28
36歳から45歳(*)	%	26	26	27
46歳から55歳(*)	%	26	26	26
56歳以上(*)	%	12	12	13
カテゴリー別				
マネージャー	人	52,366	53,095	53,485
マネージャー以外の従業員	人	113,424	111,632	111,715
労働時間				
パートタイム従業員	人	10,406	10,389	9,748

(*) KPMG SAによる合理的な保証監査の対象となる2020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目的」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) 当グループの戦略および目的」、「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) 当グループの戦略および目的」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、2020年に当グループ全体に適用される事業の統制およびリスク管理システムについて記載する。これらのシステムは、電力網インフラ管理者による管理の独立性を尊重して開発および実施されるもので、当グループの政策により策定された枠組みに従っている。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。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。2020年は、存在意義に関して当グループの政策の見直しを行った。

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。
 - －電力網インフラ管理者による管理の独立性に関する法令を含む法令の遵守
 - －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	54の営業主	・当グループの40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、およびリスク管理システムの自己評価を年1回実施する ・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40の政策を策定およびアップデートする ・営業主／第1の統制ラインにつき、それぞれの分野の統制および自己評価シートを作成する ・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 （「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。）	・システム全体を独立して評価する ・企業が改善イニシアチブとして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

(*) 当グループの政策は、第2の統制ラインの機能部門によって実施され、以下の分野を網羅する。調達および契約管理、通信—機関関係—パートナーシップ、持続可能な開発、倫理およびコンプライアンス、財務および市場、危機管理および事業継続、データ管理、不動産、法務、プロジェクト管理、人的資源、内部統制、一般サービス、資産の安全性および保障、情報システム。

範囲

支配の範囲（規制対象のインフラを管理する子会社を除く。）に関しては、企業および子会社がこれらの目的および原則を実施し、その支配下にある企業または子会社においても確実に実施されるようにする。

当グループの他の子会社（規制対象のインフラ事業者である子会社および重要な持分）に関しては、EDF統治機関の代表者は、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（CECEG）（構成は執行委員会と同じ。）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の統制ラインはすべての機能部門からなり、各機能部門がその権限内で、当グループの政策の実施について指導および調整に責任を負う。特に以下の部門横断的な統制システムに焦点を当てる。すなわち、リスク分類および営業活動およびリスク管理報告、倫理・コンプライアンス・プログラム、コミットメントの承認、財務情報の信頼性、危機管理および事業継続、保険等。

（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2020年は54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、具体的には内部統制、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：欧州における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、企業の自己評価はより一般的に、すべての「事業ライン」活動、および当グループの方針において特定された事業部門を超えたその他の分野におけるすべての要件の統制について、それらのリスク分類に沿って報告する。

最後に、自己評価は、AMFの枠組みに即して会計および財務の内部統制に関する要件の統制についても報告する（「第3 2（1）②（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」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—リスク管理情報システム）。
- ・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（内部統制情報システム）。

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。

2020年10月には、COVID-19危機に関する要素をまとめた追加リスク分類が、リスク委員会に提出された。

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。

- ・執行委員会が2016年5月17日に承認し、2020年に見直しを行ったグループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）。かかる方針は、各マネージャーが認識、尊重およびその企業における遵守を確保しなければならない、かかる企業のリスクに厳密に即した主要なルールに準拠している。PECGは、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）。現在は最新の行動規範について、2021年の施行を目指して、従業員の代表組織との間で協議が行われている。
- ・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。

(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）2020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（CECEGの一部）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。

- ・以下の任務を負う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応した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。
 - 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、ならびに部門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確実かつ適切に履行されるようにすること。

－繰延税金についての追跡会計および会計の定期的な妥当性チェックを確実に行うこと。

－当グループの税金リスクの特定および統制。

・財務および投資

－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、CECEGに提出された投資プロジェクトを評価すること。

－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への寄与。

－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、2020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、毎年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、運用管理および企業財務部門の管理によって、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の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。

EDFグループの貸借対照表勘定および損益計算書に関する情報が四半期に1回報告されることで、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、CSP2C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—COVID-19危機の例

COVID-19パンデミックのように、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）アメリ（2019年）およびアレックス（2020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。

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ならびに当グループの産業および公共サービス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し、アップデートすること。
- ・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グループは、事業継続問題に関する企業の準備を整えるため、行動計画を策定した。これに関して、2019年夏には、EDFグループのパンデミック計画の改訂を含め、パンデミック危機訓練の整備が開始された。この作業は、2020年のCOVID-19危機の管理において特に有効であることが判明した。運営、準備および研修に関する措置に依拠することで、EDFグループは、積極的に、かつ、先見の明を持って、2020年1月末以降の健康危機に対処することができた。

2020年夏以降のフィードバックにより、当グループは、業務を継続するために必要な教訓を持って2回目のロックダウンに備えることができた。

最後に、COVID-19危機により2020年／2021年の冬季に需要と供給のバランスが受ける可能性のある影響に備えるため、EDFグループは2020年10月、フランス環境連帯移行省による「寒波」危機訓練の準備および実施に参加した。

(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、当グループの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、当グループの保険プログラムへのFramatomeの統合を継続している。Framatomeは、役員向けの民事責任保険、損害保険（原子力資産を除く。）、サイバー・リスク保険、自動車リスク保険、ならびに原子力事業者の民事責任および関連する輸送保険（2020年2月18日以降当グループのプログラムに含まれている。）を提供している。

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。

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リスク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も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にかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、OILが提供する補償および市場の保険会社によって提供される補償を組み合わせたものである。

EDFグループは、欧州の原子力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係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。

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。

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40百万ユーロ以下となる。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、特にEDF Energy、Edison、Dalkiaおよび配電網事業者であるEnedis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、ヒンク

リー・ポイントC、コンバインド・サイクル発電所、ダム等の建設のような主要な建設プロジェクトに関してはその都度加入している。

これらの保険は、建設プロジェクトで不測の事象が発生した場合は注意深く監視され再交渉される。

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。

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

複数の国際条約、具体的には原子力の分野における第三者責任に関する1960年7月29日付パリ条約、およびパリ条約を補足する1963年1月31日付ブリュッセル条約（条約等）が、原子力事業者の民事責任を規定している。パリ条約は、原子力損害について、厳格で（過失の有無を問わない。）、金額および期間を限定し（*無限責任を選択している国（ドイツ、スイス、スウェーデン等）を除く。*）、原子力事業者に特化した、特別な責任制度を構築した。かかる条約等は、フランスおよび英国を含む、条約等を批准した締約国に対して適用される。

パリ条約およびブリュッセル条約の改正議定書が、2004年2月12日付で署名されたが、これは現在も発効していない。改正条約の批准および発効は、現在、2022年1月3日に予定されている。これらは、補償対象となる犠牲者数および損害の種類を広げるために、当初の条約より高額な補償を定めている。損害を引き起こした責任を負う事業者の原子力施設が所在する国は、当該事業者が負担する700百万ユーロを超える金額について、1,200百万ユーロを上限に責任を負う（ただし、当該国がブリュッセル条約の締約国である場合に限る。）。この金額を超える部分については、ブリュッセル条約の締約国は、最高1,500百万ユーロまで責任を負う。また、人身傷害についてのみ、補償請求期限が事故日以降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、人的損害および物的損害に加えて、経済的損失、安全対策の費用、損害を受けた環境の復興対策費用、および環境に対する損害によるその他の損失の一部が含まれる。

かかる条約等は、事業者が保険に加入し、また資金の利用可能性を保証するために設定された責任金額について金融保証を行う義務を負う、と規定している。

フランスにおいて、原子力事業者に課された民事責任に関する義務は、フランス環境法に置き換えられた。

より具体的には、2016年以降、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定は、原子力事業者の民事責任限度額につき、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80百万ユーロと規定している。

EDFは、入札公告後に取り付けた「原子力民事責任保険プログラム（RCN）」による保険の補償を有する。これにより、当グループは、財務的影響を抑制しながら債務を支払うことが可能となる。原子力保険市場（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されたAXA）、当グループの自家保険会社、および原子力相互保険会社ELINIとの間で、保険が分担されている。

この期間中に原子力事業者の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適用後）を考慮して、解約条項が契約に含められた。

2020年2月18日、Framatomeが当グループの保険制度に加入した。その保険プログラムは、原子力保険市場（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との間で均等に分割されている。

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。

さらに、条約等は、締約国につき、事業者が責任を負う上限額を超える部分については、事故が発生した国が最高217.4百万ユーロまで被害者に対する補償責任を負うこと、この金額を超える部分については、ブリュッセル条約を批准した締約国が共同で372.6百万ユーロまで補償を負担することを規定している。

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、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補償

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10月1日以降、原子力施設のための保険制度は、以下のとおり改定された。

- ・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OIL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1,510百万ユーロの保険プログラムによって補完されている。

Framatomeは、燃料の製造に関わる施設に影響する損害および結果的な営業損失について、5百万ユーロを超えない損害および90日を超えない営業損失を免責として、650百万ユーロを上限にMutuelle EMANIの保険に加入している。また、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、米国にある原子力相互保険会社NEIL（Nuclear Electric Insurance Limited）に加入している。

パンデミック

フランスにおいて、2020年、従業員の健康保険および積立保険の契約は、パンデミックの影響を免責していない。加えて、損害賠償請求に伴う営業損失以外は、当グループの特定企業の保険を付保することができない。この結果、当グループは、損害保険契約において想定されるパンデミック関連の免責条項に関して、何ら問題に直面していない。

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、2020年は240百万ユーロである。

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Enedisの監査チームとの関係、およびそれぞれの権限は、経営の独立の原則を確実に遵守するよう設定されている。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。2020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（親会社および連結財務書類）の証明を行い、当グループの要約中間連結財務書類について限定的なレビューを行う。法定監査人の報告書には、フランス商法第L.225-237-3条以下が定めるコーポレート・ガバナンスについての情報の検証が含まれる。

EDFは、その事業を考慮して、エネルギー規制委員会（CRE）および原子力安全当局（ASN）の統制も受ける。

（２）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。具体的には、本項では、現行および／または将来のEPRプロジェクトに関する当グループのリスク（主要なリスクの1つ）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。

COVID-19の健康危機に伴う経済の混乱により、2020年は電力需要が落ち込み、当グループの事業の多く、特に原子力発電、建設用地（大型プロジェクトの建設および原子力発電所の維持管理）およびサービス事業には重大な影響が生じた。この健康危機は、2021年以降も引き続き当グループの業績に影響を与える見込みである。当グループのリスクに対する影響については、関連する各リスクの記述に明記されている。主要な影響は以下のとおりである。

- ・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）
- ・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）
- ・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
- ・COVID-19が需要に与える影響と経済の弱体化（未払額および回収不能額）（リスク3 A）
- ・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）
- ・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）

危機が続いた場合、これらの影響は顕著になるおそれがある。

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。カテゴリーの階層的配列は行われませんが、リスクは互いに比較され、その緊急性レベルに反映される。

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）から極めて長期（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：規制環境の変化（ARENH、規制販売料金、環境規制、ESCおよび国家低炭素戦略（SNBC））		・ 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 C：水力発電委託の法規制の枠組みの変化^(***) ・ 1 D：配電委託の規制枠組みの変化^(***)	・ 2 A：金利リスク ・ 2 B：金融市場リスク ・ 2 C：エネルギー市場リスク	・ 4 B：水力発電の安全違反 ・ 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：公共事業の補償不足^(*)	・ 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：停電または需要と供給の不均衡に関するリスク ・ 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
キャプション	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
・ 重要度 高		・ 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^(**)
・ 重要度 中		
・ 重要度 低		
	・ 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 ・ 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 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^(***) ・ 5 C：原子力民事責任による運転中の原子力安全違反^(**) ・ 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

フランス政府は、2020年4月21日付命令により、2019年から2028年におけるフランス本土のエネルギー分野について、政府の行動の優先順位を定めた複数年にわたるエネルギー計画（PPE）を承認した。

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。）が閉鎖されなければならない。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。フランス政府の要請により、EDFは、ブライエ、ビュジョイ、シノン、クリュアス、ダンピエール、グラプリヌスおよびトリカスタンの各施設において、ペアの原子炉の閉鎖のための調査を提案した。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、環境連帯移行大臣および原子力安全当局に対し、2019年9月27日、フェッセンハイム原子力発電所の2基の原子炉の永久的な閉鎖の宣言書を、2019年9月30日に当該発電所の運転許認可終了の要請書を送付した。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。この許認可を取り消す2020年2月18日付命令に従い、原子炉1号機および2号機は、2020年2月22日および同年6月30日にそれぞれ最終的に閉鎖された。フランスの原子力安全担当大臣が廃炉作業について規定した命令を発出するまで、廃炉作業は開始されない。

2019年11月8日、エネルギーおよび気候法が成立した。これは、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。

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た。また同法は、2030年までに化石燃料の消費削減目標を2012年の30%から40%に引き上げ、6を超える係数で温室効果ガスの排出量を割ることで2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することを計画している。
- ・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。
- ・また、同法は2つの点においてARENH制度を変更する。フランス政府が命令により、EDFが代替供給業者に譲渡する電力の全体的な最大量を150TWhに増加できるように、2020年1月1日付で「ARENH上限」を100TWhから150TWhに引き上げる。また同法は、フランス政府に対し、ARENH価格を改定することを承認した。2019年11月7日付決定において、フランス憲法院（*Conseil constitutionnel*）は、かかる命令の正当性につき「原子力発電所による発電に影響を与える経済条件」を十分に検討することを条件とした。しかしながら、フランス政府は、2020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。PSEが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「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。

欧州委員会の新たな最重要メカニズム、「グリーン・ディール」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が高い。この関係において、エネルギー部門に適用され、気候およびエネルギー関係の政策に影響を与える欧州における法律上の枠組みの重要な変更については、2020年に欧州委員会がインフラおよび持続可能な財政について複数の戦略および限られた数の具体的な法制に関する立案を発表したことで、その基盤が築かれた。潜在的な影響としては、以下が想定される。

- ・他部門への拡大を含めた欧州連合域内排出量取引制度（EU-ETS）の改正により、価格水準および価格の予測可能性に関して数々の不確実要素およびリスクが生まれるおそれがある。また、現在検討されている各種措置と目標（再生可能エネルギー、エネルギー効率）との関係も、明確にしなければならない。
- ・水素開発の規制を目的とした各種法制に関する立案により、再生可能水素のみに対する支援政策が制限される可能性がある。フランスにおける低炭素電力構成から生まれる電解水素に対する資金援助も制限される可能性がある。
- ・エネルギーおよび環境のための政府補助金ガイドライン（LDAEE）の改正により、EDFグループの将来の投資に極めて重要な課題が生じている。主要なリスクは、LDAEEとタクソノミー（特に原子力事業および一部の水力事業の除外可能性）との一致、長期投資の歯止めの設定、および容量メカニズムに対する制限の可能性等である。

2020年度、持続可能な金融についての欧州タクソノミーに関する法律上の枠組みが、より詳細に策定された。2020年末現在、委員会の提案するタクソノミー委任法は、特別なプロセスで取り扱われる原子力については含まず、適用される欧州の法律上の枠組みを超えた水力事業に対する制限に言及し、フランスの電力構成により生成された水素を持続可能なエネルギーに分類することを認めないとする低炭素水素の排出基準を提案した。欧州理事会および欧州議会は本文全体に対して拒否権を行

使できるとはいえ、EDFはこの問題に関して積極的な活動を続けている。原子力が除外されれば当グループ自身の資金調達能力が深刻に妨げられるおそれがあるため、これは当グループにとって大きなリスクとなる。

また、フランス政府が欧州委員会と2020年に開始した既存の原子力規制に関する交渉は、2021年も継続する。

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、資産補償不足、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。通常、フランス、欧州またはEDFグループが事業を行う国々において策定された法律上および規制の枠組みは、当グループの業績またはビジネスモデルに重大な影響を与える可能性が高い。

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グループは、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、様々な事業の見通しおよび収益性に悪影響が生じるおそれがある。同時に、EDFは今後も株主として、第三者に関する、または資産の収益性に影響する潜在的な法的責任に疑問を呈しながら、一定のリスクを負う可能性がある。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（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」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：規制環境の変化（ARENH、規制販売料金、環境規制、ESCおよび国家低炭素戦略（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、または規制（省エネ証書、環境規制、二酸化炭素規制）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。また、EDFの財務状況に対するARENHの影響を考慮すると、改革を行わなければ当グループにとって大きなリスクとなる。

統制行動の緊急性：高

ARENH改革－改革が行わなければ大きなリスクである

電力市場の新たな構造に関する法律（NOME法、*Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité*）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。

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PPE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、新たな経済規制の必要性につながる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。

これに関する当グループの主要なリスクは以下のとおりである。

・既存のARENH制度に関しては、制度の現状において

－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。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価格を上回る場合、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。

－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（「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、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。しかしながら、フランス政府は、2021年はHRDA上限を引き上げないことを発表している。

－さらに、連結財務書類の注記1.4.1に記載されているとおり、2020年には制度の実施が紛争の種となった。これらの紛争は、COVID-19の健康危機との関連で不可抗力を適用することに関するもので、その典型的な例が、市場価格がARENH価格を

下回った時、市場におけるより安価な供給から恩恵を受けるために、一部の代替供給業者とEDFとのARENH契約の履行を一時的停止して行った裁定取引である。

- ・将来の規制に関して：フランス政府と欧州委員会との間で現在、既存原子力の将来の規制に関する枠組みについて、包括的な交渉が行われている。主要なリスクは、価格水準、フランス政府が欧州委員会と十分な補償条件について交渉できるか否か、および相応の報酬に関するものである。かかる交渉が不調に終わることは、当グループの特に戦略策定の資金調達能力にとって重大なリスクである。

料金規制

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（電力の規制販売料金－TRVEおよび公共送配電網使用料金－TURPE）に基づいている。

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日現在、
一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。
これに関する当グループの主要なリスクは以下のとおりである。
- ・規制販売料金に関して：利害関係者による紛争のリスク
- ・TURPE 6 に関して：エネルギー規制委員会は、2019年以降、将来のTURPE 6 のために協議プロセスを準備している。このプロセスから2021年1月21日、エネルギー規制委員会による討議が開始され、この結果、2021年3月末にはフランス官報が発行され、2021年8月1日には施行される予定である。リスクには、電力網事業者に対する補償水準が委任された任務を遂行する上で十分か否か、などがある。

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下し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、TURPEまたは現地の料金規制が、当グループの短期的、中期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。

その他の規制問題

- ・環境規制（ER）：2050年までに住宅用および第三次産業用建物からの二酸化炭素排出量をゼロにするという国家低炭素戦略（SNBC）の目標を達成するため、一戸建て住宅、集合住宅、オフィスビルおよび教育用建物について2022年初めに、その他の第三次産業部門についてはその1年後に2020年ERが施行される予定であり、これは建物の炭素排出量の削減に重点を置いている。集合住宅におけるガス暖房の一般化につながった2012年の火力発電に関する規制の落とし穴を是正するなど、2020年ERは、以下の3つの分野に焦点を絞ることで低エネルギー建物における低炭素エネルギーの利用を促進することを目指す。

－一層効率的な断熱材を用い、いずれも等しく最小限の絶縁レベルで、新しい建物におけるエネルギー・パフォーマンスを向上し、消費を削減すること

－新しい建物が排出する二酸化炭素が「運営」および「建設」面に与える影響を削減すること

－「気候変動の結果より頻繁かつ過酷になるであろう熱波に耐える」ための「夏の快適さ」を含め、将来の気候条件により確実に適応すること

特に、運営における温室効果ガス（GHG）排出量上限は当初、一戸建て住宅については二酸化炭素換算で年間1平方メートル当たり4kg、集合住宅については二酸化炭素換算で年間1平方メートル当たり14kgに設定され、その後二酸化炭素換算で年間1平方メートル当たり6kgに削減される予定である。これらの数値は、ヒートポンプ（PAC）、効果的な暖房ネットワーク（再生可能エネルギーおよび回収可能なENR&Rエネルギー>60%）およびバイオマス等の効率的な低炭素ソリューションの活用を促進するだろう。

このシステムの実施を可能にする文書－命令および決定－は、2021年度上半期に公表される予定である。

- ・省エネ証書：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。この条項は、第3期（2015年－2017年）に改正され、エネルギーの貧困に直面する家庭のための省エネに関する条項が追加された。これによりCSR問題「エネルギー貧困と社会革新」に関する当グループの行動が強化されている。全体的な債券レベルは第4期（2018年－2020年、2021年まで延長）に倍増した。2019年11月8日付法律は、ESCの不正対策についての章を含み、統制および制裁の数を大幅に増やし、有効性を大きく向上させることを目指している。

省エネ証書を取得するための新たな省エネの鉅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、2022年に開始予定の第5期は、債権残高および制約が増加するおそれがあり、そうなれば目標を達成する上でさらなるリスクとなるだろう。最後に、ESC（EDFが作成または取得したもの）に関する不遵守リスクがあり、これに対して当グループは適切なガバナンスおよびメカニズムを策定している。

- ・二酸化炭素価格：規制が不適切であれば、二酸化炭素排出権価格が低迷し、または大きく変動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、脱炭素化目標を達成できるか、疑問視されるおそれがある。

1 C：水力発電委託の法規制の枠組みの変化

当グループは、委託、許可または委任契約に基づいて水力発電事業を行う。したがって、当グループは必ずしも運営する資産を所有していない。フランスにおいては、特に委託の更新に関する法律上の枠組みおよび規制枠組み（最も強力な施設に関する規定）、委託規定の経済条件ならびに公告および競争入札の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

フランスの水力発電施設は、4.5MW以上の建造物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未満の建造物は県の許可の枠組みの中で運営されている。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（iii）（イ）（d）水力発電に関する課題」に記載されている。フランス政府はこれまで、2020年12月31日に終了した20の委託契約（設備容量2,508MW相当）を更新していない。

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こ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、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

Enedis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。規制枠組みおよび委託規定が変更されると、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、法律により、Enedisおよび地方配電会社（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）は、それぞれのサービス提供地域において公共配電サービスを行う独占権を有する。同じく、EDFおよびLDCはサービス提供地域において、同様に法律により付与された独占権に基づき規制料金により供給サービスを遂行する。

公共配電網を構成する資産のすべて（電源変電所を除く。）が公共配電を統括する当局（AODE）に所有されている限り、Enedisは法律に基づき当該当局と通常25年から30年の期間の委託契約を締結しなければならない。このようにEnedisは、法律（フランス・エネルギー法には配電網事業者の任務が明記されている。）およびこれらの契約の両方に基づいて、公共サービス任務（電力網の維持管理、更新および開発、計測、接続等）を遂行している。さらに、かかる契約の目的は、やはり法律の適用において、規制販売料金を利用できるようにすることである。したがって、これらの公共配電委託契約は、三者間契約である（公共配電を統括する当局（AODE）、配電網事業者および供給業者に規制料金を義務付ける。）。付与された独占権により、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。国务院（*Conseil d'État*）が最近行った2件の決定により、EDFおよびEnedisに付与された独占権と（i）欧州連合法および（ii）地方自治体による管理の自由に関する憲法の原則との適合性が確認されたが、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。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より、規則を遵守しない、または人権もしくは基本的自由を侵害するリスクに晒されるおそれがある。

統制行動の緊急性：低

当グループの事業の国際的性質および特に事業における倫理違反行為を罰する規制枠組みの強化により、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は、評判の失墜または民事制裁もしくは刑事制裁につながるおそれのある倫理コミットメント違反または不遵守のリスクに晒される可能性がある。

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、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。具体的には、倫理違反または不遵守に関するリスクを防止するため、13のプログラムを策定している。これらのプログラムは、以下のテーマを扱う。

- ・ 腐敗および利益誘導リスクの防止
- ・ 利益相反の防止
- ・ 不正対策
- ・ 国際制裁プログラムの遵守
- ・ ハラスメントおよび差別の防止
- ・ 市場での濫用行為の防止
- ・ 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
- ・ EMIR規制（金融市場を規制する欧州市場インフラ規制）の遵守
- ・ 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）の遵守
- ・ 競争法違反の防止
- ・ 個人情報保護
- ・ 輸出管理（軍民両用品）
- ・ 注意義務（環境、人権ならびに健康および安全に関するもの）

これらの各種テーマに関する規制を遵守できない場合は、EDFに対して法的手段が執られる可能性があり、当該法的手段により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。

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、通常の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、そ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かなりの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命令が下される事態となっており、EDF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、罰金額は当該企業（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または税務紛争に関する訴訟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、全体として、事業を行うすべての国において、その国固有の現行のすべての規則、ならびに主として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考えしているが、この点において諮問すべき監督機関および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。これらのリスクについては、特別に警戒の上監督し、また防止政策（契約による政策、遵守政策等）を実施する。実際のもしくは起こり得る重大な訴訟またはその他の紛争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17.3、5および1.4.1ならびに「第6 3（2）訴訟」に記載されている。

1 G：公共事業の補償不足

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

フランスにおいては、フランス法（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFに公共サービス任務が付与され、また、かかる任務の履行に関してEDFに有利となる補償制度も規定されている。2021年にEDFがフランスにおいて相殺される予定である公共サービス・エネルギー費の予測金額は、9,492.1百万ユーロである（2021年の公共サービス・エネルギー費の見積りに関するエネルギー規制委員会の2020年7月15日付決定）（私戻期間は終了し、フランス本土のネットワークに接続

していない地区の追加的な発電費用の補償（CSPE）は全額補償済みであることは、注意が必要である。））。2021年の公共サービス料金の金額は、2020年12月29日付予算法第2020-1721号に明記されている。

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。

より広範には、EDFは、負担した公共サービス費用を全額補償されることが規定されている。しかしながら、公共サービス責務の全額補償の原則が法制化されていても、当該補償条件に疑問が呈される可能性、およびEDFに付与された新たな公共サービス責務が当該補償に含まれない可能性（新たな公共サービス契約に関する交渉終了時等）は否定できない。

EDFは、（特に必要運転資本に関する）補償制度を実施および確保するため、フランス政府による年末の支払いを確保しフランス政府による年々の裁定を避けるため、公共エネルギー・サービス責務の資金調達問題について、フランス政府当局と緊密な対話を行っている。

上記の事象のいずれかが発生した場合、EDFの事業、業績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、主として脆弱な人々の支援を目指すというCSR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（3）⑥市場リスクの管理および統制」）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：中

金利の低下リスク

金利が低下すると、当グループの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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記16）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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15）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、今後数年間は割引率を下げるができるだろう。この引下げがあった場合の程度は、今後の金利（主として20年国債の利回り）の変化によって異なる。

原子力費用の資金調達の担保に関する2020年7月1日付命令は、2007年3月21日付の当初の命令を修正するもので、割引率の規制上限に関する新たな規定の概要を述べている。これは現在、欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって発表された当該日の終局フォワード・レート（UFR）の計算に用いる実質的な予想長期金利の代表値（端数処理されていないもの）を150ベース・ポイント引き上げたものに相当する実質価値で表示されている。この上限は、2024年以降に適用される予定である。2024年まで、この上限は、2.3%とこの新上限との加重平均に等しい。2.3%の金額に割り当てられる重み付けは、2020年は50%、2021年は25%、2022年は12.5%、2023年は6.25%に設定されている。

また、割引率の引下げによって原子力引当金が増加した場合、専用資産への配分が必要となり、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。

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配分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。
- ・配分を行う期間：適用されるルールは、監督機関による承認を条件として、配分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。

これに関して、原子力費用の資金調達の担保に関する2020年7月1日付命令は、配分義務の規制枠組みを修正した。

- ・一定の状況下で存在していた、引当率が100%を上回る場合に専用資産に資金を配分する義務を廃止した。
- ・専用資産から資金の引出しが可能となる基準を（従前の110%から）120%に引き上げた。
- ・監督機関による許認可後に引当不足となった場合に専用資産に資金を配分する最大期間を（従前の3年から）5年に延長した。

これらの変更は、2018年12月31日現在の財務書類に関して既に決定されていた2020年の配分義務（797百万ユーロ）には何ら影響せず、2020年分は履行済みである。

規制枠組みの変更を考慮すると、専用資産による原子力引当金の引当率は100%を上回っているため、2020年は追加配分の予定はない。

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割引率に影響を与えた結果として、他のすべての条件が同じであれば、フランスにおける原子力負債について、税引前利益への影響は約-1,220百万ユーロにも上るおそれがある。
- (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-200百万ユーロ。

したがって全体で、税引前利益の感応度は、金利の1%低下に対して約-1,420百万ユーロである。

金利の上昇リスク

金利の上昇は、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を考慮して、当グループが最適な条件で資金調達できるか否か、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、税引き前利益に対して約-200百万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。）。

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。

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、2020年12月31日現在、13,362百万ユーロであった。同日現在の上場株式のボラティリティは、52週のパフォーマンスに基づき26.6%であった（2019年12月31日現在は9.2%）。このボラティリティを同日現在の上場株式資産の価額に適用すると、専用資産の株式部分の年間ボラティリティは3,554百万ユーロと推定される。

2020年12月31日現在、上場債券（12,396百万ユーロ）の感応度は5.5で、金利が一律に100ベース・ポイント上昇した場合、市場価額は678百万ユーロ低下することになる。この感応度は、2019年12月31日現在は6.1であった。

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。

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：規制環境の変化（ARENH、規制販売料金、環境規制、ESCおよび国家低炭素戦略（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）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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18.6「市場リスクおよび相手先リスク」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第1227/2011号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。しかしながら、この規制を確実に遵守することができないリスクがある。

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、その事業および立地の多様化により、為替レートの変動リスクに晒されており、これは貸借対照表項目、当グループの金融費用、株主資本、純利益およびプロジェクト内部予想利益率（IRR）に関係する換算差額に影響を与える可能性がある。

当グループは長期の契約を有するため、不利な為替変動はプロジェクトの収益性に影響するおそれがある。したがって、ヘッジできなければ、ユーロと当グループが事業展開する様々な国際市場通貨との通貨変動は、当グループの業績に重大な影響を与え、毎年の業績水準を比較することが困難になる可能性がある。ユーロが他の通貨に対して上昇（または下降）した場合、当該他の通貨建てで当初認識されていた資産、負債、利益および費用のユーロ建て価値が減少（または増加）する。また当グループが、対応する販売が行われる通貨以外の通貨で費用を計上する限り、為替レートの変動によって費用が増加する可能性があり、これは売上高の割合で表され、当グループの収益性および利益に影響する可能性がある。

当グループは、為替リスクに対するエクスポージャーを抑制するために、以下の経営方針を導入した。

- ・現地通貨による資金調達：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。資金調達がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを抑制するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・資産と負債のマッチング：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／リターン目標に従い、ヘッジ比率は通貨によって異なり、主要なエクスポージャーの46%から67%の範囲にある。ヘッジ手段が利用できない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高はオープンのままとなり、かかるオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監督される。
- ・外国通貨建て営業キャッシュ・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一部のキャッシュ・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。

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ければならない場合、または当該事業を引き継がなければならない場合または契約上の違約金を支払わなければならない場合において債権を失い、追加費用を被る）可能性がある。

COVID-19危機により、当グループのカウンターパーティーのいくつかは債務不履行に陥る可能性がある。特に経済情勢の悪化によって弱体化するおそれのある業界のカウンターパーティーに関して、当グループは警戒を続けている。これまでのところ、当グループの商業カウンターパーティーに対して重要な影響は認識されていない。

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。

さらに、当グループには、EDFおよびすべての事業上の被支配子会社に適用されるカウンターパーティー・リスク管理方針がある。この方針は、このタイプのリスクの監督、ならびにカウンターパーティー・リスクの管理および監督組織に関するガバナンスを定めている。またこの方針においては、四半期に1回、当グループのエクスポーチャーを連結する。CRFI（金融リスク管理・投資）部門は、当グループのカウンターパーティーを厳密に監視している（警告を毎日チェックし、一部のカウンターパーティーについては特別な警戒措置を取るなど）。

2020年9月30日現在、当グループのエクスポーチャーの92%は、投資適格のカウンターパーティーに関するものである。この主な要因は、短期投資の大部分は低リスク資産に関するものであるため、現金および資金管理業務から生まれるエクスポーチャーが中心となっている結果である。

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なければならない。

統制行動の緊急性：低

EDFグループは、保守的な流動性管理によって資金需要を満たすことができ、満足のいく条件で資金を調達している。

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。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る。このため、EDFは2020年9月8日、新規および／または既存のグリーンボンド（OCEANes Vertes）に転換および／または交換できるオプション付きで、額面価額2,400百万ユーロ、発行価額2,569百万ユーロの債券を発行した。

また、当グループの流動性リスクの管理には、いくつかの特殊な手段を活用している。

- ・非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。
- ・非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が完全に単独で手配した中期的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した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、様々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それぞれの上限は、フランスのNeuCPプログラムについては60億ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパーについては100億米ドルである。
- ・銀行取引先からの債務証券の現金による買戻し。
- ・流動性需要の分析は、3月の危機中および2020年末にアップデートされ、健康危機の影響で潜在的に需要が増大していることが判明した。EDFは、3月危機の時に買戻条件付取引の活用を選択し、流動性を大幅に増加させた。これらの措置は、2020年夏以降段階的に廃止された。

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、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：中

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。また、COVID-19の健康危機は、需要に影響を与えて経済を弱体化させるおそれがあり、そうすると債券の未払いまたは貸倒れにつながるおそれがある。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、下流部門の低炭素目標を達成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。

さらに、当グループは、その存在意義およびCSRコミットメントに沿って、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）当グループの戦略および目的」に記載されている。

当グループのモデルの活用、特に上流部門と下流部門の統合、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、適応および変革プログラム、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および二酸化炭素削減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、または革新性が足り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発電所（特に風力、太陽光、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。

また、再生計画（フランス、欧州）の関係で新たな機会（水素開発、刷新プロジェクト）を捉えられないリスクがある。

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（健康危機）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、当グループの低炭素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：中

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点検が行われる。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学術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。また、近年の自然災害の影響、頻度および規模により、このような特定の保険の更新または加入は、困難または高額となる可能性がある。

移行リスク

2020年5月に採用したEDFグループの存在意義は、「二酸化炭素ニュートラルなエネルギーの未来を築く」という目標を軸としている。当グループの投資の大部分は、環境に配慮した低炭素戦略を志向している。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グループは2020年、「1.5℃に向けたビジネス構想」イニシアチブに参加することによってもこの目標を確認した。EDFグループは、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成し、2023年までに直接排出量を、2030年までに間接排出量を削減するため（範囲1、2および3）、新たな取組みを行っている。このアプローチは2020年、パリ協定において設定された2℃をしのぐとしてSBTイニシアチブの認定を受けた。このようにEDFグループは、特に最終顧客へのガスの販売に関する排出について、初めて間接排出量の削減目標を設定した。これらの行動はすべて、移行リスクの統制につながる。

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、

- ・脱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、事実上、原子力を排除する判定基準を含む可能性がある。このことは、EDFにとって、より一般的にはフランスおよび欧州の排出削減目標の達成にとって、非常に重大なリスクとなる。具体的には前述の「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。
- ・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1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。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、2020年にはグループ・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「強靱性」行動計画につながった。監査委員会が監査済みである。

3 C：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

エネルギー移行およびデジタル移行の影響を受ける環境において、当グループの事業範囲は変わりつつある。新たな事業ラインが発展し、作業方法が変化している（権限委譲、集团的知性、プロジェクト・プラットフォームにおける業務、テレワークの増加等）。

現在までに実施された行動計画により、職場の変化および技能の適応をコントロールすることが可能となったが、今後数年間に変革との関連で技能のミスマッチが発生するリスクは残る。

リスク管理は、短期、中期および長期的なニーズとのマッチング能力、従業員の就業力支援、およびより流動的な内部移動性の管理に基づいている。この点に関して2018年以降に行われた措置は、以下に関するものであった。

- ・短期／中期（GPEC(雇用およびキャリア計画)）および長期（予測）における人材および技能に関するニーズ予測の分析により、将来を予測すること。
- ・従来の研修および専門的技能開発イニシアチブの開発を通じて、意欲的な技能開発アプローチを推進すること。
- ・従業員の専門的能力の開発および転職を容易にするため、その就業力を育成すること。
- ・当グループ内の内部移動性のための条件を策定すること。
- ・内部の労働市場では見つからない未来の技能に的を絞った外部採用方針（これについてEDFグループはフランスにおいて主要な採用企業の1社である。）、ならびに地域活性化区域（ZRR）（*zones de revitalisation rurale*）および都市部の政治地区（QPV）（*quartiers politiques de la ville*）からの応募者に明確な焦点を当てた、作業研究および研究終了時のインターンシップを通じた人材調達を好む包摂的な雇用主アプローチを実践すること。
- ・新たな技能を獲得し（PAME（外部移動性指針）、CCE(起業休暇)）、年長の技能後援者を通じて「三方よし」（従業員、企業、地域）のキャリアエンドとするためのこととして、外部の進路を充実させること。
- ・労働組合が雇用方針および技能方針を十分理解するよう、持続的な社会的対話を育むこと。

経験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。当グループは2020年、原子力分野における技能を確保できるよう、具体的にはエクセル計画の一環として知識管理システムを立ち上げた。

EDFグループは、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、または満足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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記16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。

2020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20.6年、英国では23.5年であった。

上記のコミットメントをカバーするために、当グループはコミットメントのカバーが規制義務である英国に年金基金を、コミットメントの一部をカバーする外部委託基金をフランスに設立している。

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、英国の年金基金の金額が、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

本項では、当グループの様々な産業活動における営業活動および（EPRを含む）プロジェクトの統制に関する最も重要なリスクについて述べる。

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。

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、非常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。

進行中の最も重要なプロジェクトは、大型原子力プロジェクト、主としてEPRプロジェクトの完了に関するものである。これらのプロジェクトは、当グループにとって重大なリスクを伴う。

その他の意欲的なプロジェクトには、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、または既存の原子力施設に関する大型プロジェクト（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」プロジェクトおよび廃炉プロジェクト）が含まれる可能性がある。

不確実要素の多い複雑なプロジェクト

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、政治、環境または受諾リスクを生じさせる可能性があり、そうな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は大規模で長期間にわたるため、多数の産業パートナーと関わることになる。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。例えば、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（リスク4Eを参照。）。英国・中国間の緊張、および中国パートナーの戦略変更は、特にCGNとのパートナーシップの進展を圧迫するおそれがある。

健康危機は、これらの主要なプロジェクトの展開に著しい影響を与えており、悪化すれば、特に公衆衛生要件（ソーシャル・ディスタンス、外出禁止令等）が課されて遅延または追加費用が発生するおそれがある。

主要なプロジェクトの資金調達および許認可

これらのプロジェクトには、とりわけ行政の承認、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。

また、これらのプロジェクトには多額の投資を要し、その資金調達および価格決定の状況については確認または修正が必要な場合がある。経済、公衆衛生もしくは制度の状況に鑑みると、または進行中のプロジェクトの適切な進捗に応じて、かかる資金調達は遅延する可能性がある。

現在のところ、委員会が提案した持続可能な金融についての欧州タクソノミーに関する法律上の枠組み（タクソノミーに関する委任法案）には、特別なプロセスで取り扱われる原子力は含まれていない。原子力が除外される結果となれば、当グループが今後主要な原子力プロジェクトの資金を調達する能力が深刻に妨げられることとなる（リスク1Aを参照。）。

CSR問題

非常に多数の利害関係者がこれらのプロジェクトに関わる可能性があり、これらのプロジェクトは例えば、地域の開発プロジェクトとの連携が必要になったり、地元の受入れに関して困難が生じたりするおそれがある。このプロジェクト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、関連するリスクおよび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。このプロジェクトの管理は、EDFの警戒計画に従い、プロジェクトが人権、環境、健康および安全に与える潜在的影響、ならびに利害関係者との対話および協議、地域開発、産業部門の発展、倫理および責任ある土地管理といったCSR問題を考慮している。

パフォーマンス

EPRプロジェクトの成功は、特に原子力産業の将来を決定づける。このため、当グループにとっては重要な問題である。2019年12月以降、当グループは、フランスの原子力産業が原子力プロジェクトを成功裏に完了できることを目指して、エクセル計画を実施している（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。

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、組織および展望に、重大な影響を与えるおそれがある。

EPRプロジェクトの運営統制

フランス

EPRフラマンビル3

フラマンビル3プロジェクト（「第2 3（2）①（i）（ハ）（a）フラマンビル3 EPRプロジェクト」を参照。）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修理される予定の、100か所の溶接線（VVP（主蒸気系—PWR）およびARE（蒸気発生器用の給水回路））の作業計画の実施、およびASNが早急な補修を要請した格納容器の8か所の交差部の作業計画の実施。これらの溶け込み溶接の補修については、遠隔操作ロボットによる修理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およびASNによる評価の遅延を考えると、難航するおそれがある。この点に関するASNの許認可は、現在のところ、2021年度第1四半期中に交付される見込みである。これらすべての溶接の補修は、目標期限内にEPRプロジェクトを完了するためには欠くことができない。
- ・主要一次回路における3つの分岐接続の設置場所について2006年研究レファレンスの検討不足を受けた（これについては2021年3月2日、ASNに対して重要な出来事を報告した。）、研究中のドキュメンタリーまたは是正措置ならびにASNによるそれらの検証。
- ・主要一次回路の溶接に関してASNの定めるサンプル抽出による再試験。
- ・今後行う起動試験および事業者に対する全システム移転の成功。
- ・EPRの許認可に関わる技術ファイルの調査について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、2020年3月25日付命令は、原子炉の起動期限を最長で2024年4月まで延期した。
- ・作業の継続による機器および原材料の経年劣化。
- ・作業の継続中を含めたその他のリスクの発生。

2019年10月9日付プレスリリースにおいて、当グループは、貫通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よると、ASNによる本シナリオの確認およびシナリオの実行日を条件として、燃料は2022年末に装荷可能であると述べた。2020年末、最初のロックダウンによる建設用地への影響の調査を受けて、2019年10月に発表した燃料装荷日および建設費用目標に変更はなかったが、スケジュール面においても費用面においても、もはやプロジェクトには余裕がないことが示された。

これらの目標の達成は、主に主要二次回路の溶接の取扱いについてEDFが想定する手続に関してASNが行う調査等、引き続き多くの要因に左右される。遠隔操作ロボットを使用した交差部の溶接の修理プロセスについて、ASNの承認が2021年度第1四半期まで延期されたことは、プロジェクトの完成費用およびスケジュールに対して追加のリスクとなる。

したがって、スケジュールおよび完成費用に関するリスクは非常に高く、新たに偶発事象が発生した場合、とりわけ交差部の溶接の補修を中断する必要があると最終的に判断された場合（EDFはこれを望ましいシナリオとは考えていない。）、プロジェクトには高額な追加費用および大幅な遅延が発生するおそれがある。

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、または容器の交換費用等、プロジェクトに必要なその他の要素は含まれていない。2020年12月末現在の財務書類に記載されている中間利息金額は、3,291百万ユーロである。2015年に行った従前の予想1.5十億ユーロと比較した追加費用は、投資ではなく、主としてその他の営業収益および営業費用において認識される（会社が構築した資産に関して発生した異常費用に関するIAS第16号第22項。これらの費用は、2020年、2021年および2022年に影響する。）。2020年、その他の営業収益および営業費用に計上されたこれらの追加費用は、397百万ユーロであった。

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、2020年12月31日現在負担している費用に対応している。

フランスの原子力発電所の更新—EPR 2

既存の原子力発電所の一部更新時に競争力の高い原子炉を提案するため、EPR 2 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（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）。

2019年1月25日、フランス政府は、2020年4月21日付命令により承認された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包括的な資料を作成するよう要請した。2019年1月28日、フランス政府および原子力部門戦略委員会（CSFN）によって締結されたセクター契約には、フランスにおける新規原子炉建設プログラムの実行に必要な産業能力の準備についてのセクションがある。このイニシアチブに常に従うため、EDFは、EPR 2 テクノロジーに基づく経済的および産業的な提案の作成を開始した。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ついて適切な規制枠組みを策定できるよう、情報を提供する予定である。

2020年12月8日、フランス大統領は、「フラマンビルのEPRが運転を開始した後、新たな原子炉の建設に関する最終決定を遅くとも2023年までに下さなければならない」と述べた。フラマンビル3 EPRの稼働開始がさらに遅れた場合、決定がさらに延期された場合、またはこれらの原子炉を建設しないことが決定された場合、当グループの財務状況に影響を与えるおそれがある。

中国

台山EPR

中国において、当グループは、中国のパートナーであるCGNおよびGuangdong Energy Group（19%）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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）。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最低稼働時間7,500時間は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。台山は、異なる発電ユニット間の規制について、国有送電網事業者であるChina Southern Power Gridに依存している。発電所の経済パフォーマンスにとって非常に重要である、料金および容量の最初のコール条件は、2021年末まで有効である。新たな料金条件を決定する中国の関係当局に対しては、CFNとともに働きかけを続けている。資産の収益性には、電力市場の変化を受けてこの料金での販売量が変化するリスクもある。

英国

英国においては、ブレグジットの実施に伴い生まれた新たな環境（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）顧客事業」を参照。）により、プロジェクトの実行および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。2020年12月24日付合意により、現行のプロジェクトに影響するような混乱が起こるおそれがある。しかしながら、当グループはこの新たな状況に備えて準備を整えているため、このリスクに対するエクスポージャーを抑制し、影響の規模を限定することができる（「第2 3（2）⑤（i）（ハ）ブレグジット」を参照。）。

ヒンクリー・ポイントC－EPR

ヒンクリー・ポイントC建設用地の設計、ならびに製造および大きな経過目標の管理が、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（i）（ハ）（b）「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）（e）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D-0の経過目標（ユニット1のニュークリア・アイランドのライザー管の完成）を達成した。ユニット2のライザー管は、予定どおり2020年6月に完成した。

2021年1月末に、これまでのパンデミックの影響を見積もるための日程および費用について詳細な再検討が終了した。再検討の結果は、以下のとおりとなった（2021年度第2四半期より施設を通常の状態に戻すための増強が開始できることを前提とする。「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、2021年1月27日付プレスリリースを参照。）。

- ・ユニット1からの送電開始については、2016年に発表されていた当初目標は2025年末であったが、現在は2026年6月となる見込みである。
- ・本プロジェクトの完成に係る費用は、現在22十億英ポンドから23十億英ポンド（2015年）の間（2019年9月25日付プレスリリースにおいて以前発表した費用は、21.5十億英ポンドから22.5十億英ポンド（2015年）の間であった。運営行動計画の影

響額を除いた費用は、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。2021年1月27日（「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」と題するプレスリリースを参照。）に、英国の建設産出価格指数（全新規工事指数）を用いて名目ベースの見積原価をデフレートして算出した費用である。）と見積もられている。その結果、EDFの予測利益率（IRR）（本プロジェクトのIRRとは異なる。）は、7.1%から7.2%の間（1英ポンド=1.13ユーロの為替レートで算出されたEDFの持分のIRRであり、本プロジェクトの株主との間で実施されている上限付き補償メカニズムを含む。以前のIRRである7.6%から7.8%は、1英ポンド=1.15ユーロの為替レートに基づいていた。）（このEDFのIRRには、費用および建設期間の目標以外に、構造に関する仮定が含まれている。特に、インフレ率およびCfd期間後の電力価格の仮定の影響を受ける。インフレ率が0.1ポイント変動した場合、IRRに対する影響は0.1%で、電力価格が10英ポンド/MWh（2015年）変動した場合、IRRに対する影響は0.1%である。）と見積もられている。

- ・ユニット1およびユニット2の商業運転開始日（COD）の遅延リスクは、それぞれ15か月および9か月で維持されている。かかるリスクが実現すれば（その確率は依然として高い。）、0.7十億英ポンド（2015年）の追加費用が発生する。その場合、EDFのIRRは、0.3%減少する。

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。完成に係る費用について予想される水準を考慮すると、このメカニズムは適用可能であり、しかるべき時に発動される。公表されているEDFのIRRでは、この補償メカニズムが考慮されている（1英ポンド=1.13ユーロの為替レートで算出されたEDFの持分のIRRであり、本プロジェクトの株主間で実施されているキャップ付き補償メカニズムを含む。以前のIRRである7.6%から7.8%は、1英ポンド=1.15ユーロの為替レートに基づいていた。）。この契約は、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。

プロジェクトの資金調達需要は、建設終了までに株主の契約コミットメントを超えることになる。そうすると、当グループは建設終了までに持分を上回る資金調達需要を引き受けなければならなくなり、株主間の不均衡があればプロジェクトの資金調達が困難になるおそれがある。

また当該プロジェクトのIRRは、為替レートに影響されやすく、特に前述のとおりブレグジットが実施された結果、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。インフレおよび電力市場価格の影響も受けやすい（Cfd期間終了後）。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。

サイズウェルC

またEDFは、英国における2件の原子力プロジェクト、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）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。

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。EDFは、当初予算における持分である458百万英ポンドを上限として、開発資金を事前に調達する予定である。最終投資決定は、2022年半ばまでに行われる可能性が高い。延期された場合には、発生する追加費用の資金調達について合意がなされる必要がある。

このプロジェクトは、第三者投資家が大部分を出資し、最終投資決定がなされる日に、EDFが同等の限定的な権利を有する少数株主となり、このプロジェクトを当グループの財務書類（格付機関による経済的債務の算定を含む。）における連結対象から除外する予定であることを前提としている。現段階では、当グループがこの目標を達成できるかは定かではない。

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る。現時点では、これらの条件のいずれも保証されていない。

英国政府は2020年12月14日、サイズウェルCの資金調達に関してEDFと協議を開始すると発表した。

適切な資金調達の枠組みおよび適切な規制が得られない場合、当グループは、投資決定を行わないか、または最適ではない条件で投資決定を行う可能性がある。

ブラッドウェルB

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。2021年1月、環境庁は当初の包括的設計審査を終えて結論を発表した。結論では、この設計には環境に配慮した要素が多くあることを強調した上で、暖房、換気および空調システム、放射性廃棄物の処理方法、ならびにプロジェクト中の様々な安全状

態の整備からのフィードバックの利用に関する特定の問題については、プロジェクトによって解決しなければならないとした。環境庁は、2022年初めに、ブラッドウェルBプロジェクトの設計審査を完了する予定である。

サイズウェルおよびブラッドウェルのプロジェクトにEDFおよびCGNが関与している限り、英国と中国の外交関係の変化による影響を受ける可能性が高い。

インド

ジェイタプール

2018年3月、NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited) と、インドのジェイタプールにおける6基のEPR型原子炉(合計電力約10GW)の建設について、初期的な産業的前進に関する契約(IWFA)を締結したことを受け、IWFAに規定された予定表に従い、EDFおよびそのパートナーは、2018年末、NPCILに対して完全な初期的暫定提案を行った。この提案の中でEDFグループおよびそのパートナーは、EPR技術のニュークリア・アイランド、従来型アイランド、補助系、ならびにヒートシンクおよび冷却空洞のためのすべての調査および機器を供給する。EDFはこのプロジェクトに対して投資を行わず、顧客であるNPCILが(特に許認可、建設、アセンブリおよび全体の統括のリスクを負い)全体のプロジェクト・マネージャー兼実施段階における統括者となる(「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (b)」「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 (iii) (ハ) (b) 東南アジアおよび南アジア」を参照。)。2020年は、NPCILと技術および商事のコンバージェンス・プロセスが継続された。これは、十分な原子力民事責任枠組みが確立されることを条件として、EDFが2021年度上半期に拘束力のある技術的および商業的提案をできるようにするためである。2020年末現在、いくつかの重要な技術的、商業的テーマに関してコンバージェンスの欠如が見られた。EDFは、入札後数ヶ月の間に、プロジェクトの実施が開始可能となる一般枠組み合意の締結を目指している。

プロジェクトは、エンジニアリング・サービスおよび機器の供給業者のリスク特性を有する。したがってその価値は、販売したサービスの価格に含まれる利幅の実現にある。あらゆる大規模かつ複雑な産業プロジェクトと同様、このプロジェクトには、EDFおよびそのパートナーの責任の及ぶ範囲について技術、産業および費用統制のリスク、ならびに事前に定めた経過目標(特に予想収益モデルに関するもの)の遵守に関連するリスクがある。カントリー・リスクに加えて、インドにおける原子力民事責任枠組みに関する条件、およびプロジェクトの資金調達計画の確立については、最終的な契約の締結前に解決しなければならない。

Framatome

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、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。当グループの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、依然極めて重要である。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は2020年、溶接部の主要一次または二次回路の部品に用いられる応力除去熱処理プロセスにおいて2019年に観察された制御偏差について、調査および試験を通じてこれを特定し、解決することを目指す行動計画を継続した。かかる制御偏差の影響を受けるユニットは当該国の安全当局による承認を得て運転を継続しており、製造中の機器に関する制御偏差を解決する手続についてフランス当局と合意がなされた。Framatomeは現在まで、顧客から正式な苦情を受けていない。

FramatomeのEDFグループへの統合は、フランス国内外で新たな原子炉プロジェクトが開発されることを想定しており、フランスの提案の魅力を高めるシナジーを醸成することを目指している。これらの目標を実現できなければ、フランスの原子力セクターの競争力および国際的発展における当グループの競争力、ならびにすべてのEPRプロジェクトの成功が脅かされるおそれがある。

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 : 水力発電の安全違反

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、水および施設が存在または操業に係る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る。これは、「原子力安全性、健康および安全保障」といった当グループのCSR問題の範囲に該当する。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、（クラスAのダム1基およびクラスBのダム1基についてそれぞれ）精密調査を含む危険性調査が10年から15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、フランス国家機関（各DREAL（フランス環境・地域整備・住宅局）内の水力事業管理安全部門（*Service de Contrôle et de Sécurité des Ouvrages Hydrauliques*））の厳しい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（iii）（イ）（c）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。極めて重要なルールの設定および推進、重大な事故の持続性を合同で論議するため2020年10月20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、その情報システムを含む有形固定資産および無形資産の滅失または損害リスクに晒されている。具体的には、これらのリスクはサイバー犯罪を含む悪意ある行為から発生する可能性がある。

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、または情報システムが利用できなくなるようなその他の障害は、当グループの営業活動、財務状態、法的状況および資産状況、または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）に合わせた情報システム・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。

2020年、サイバー・セキュリティ、無形資産の保護、およびより一般的には情報システムに対する損害リスクに対する当社の強靱性の各分野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引き続きサイバー・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（*Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information*）（ANSSI）のルールに基づき当該企業内でセキュリティ参照枠組みを整備した。
 - ・サービス供給業者との契約の一般購入条件にサイバー・セキュリティ条項を盛り込んだ。
 - ・EDF CERT（コンピュータ緊急対応対応チーム）に、特にANSSIが管理するフランスの中央CERTのネットワークへの統合を通じて、すべてのグループ企業および外部CERTと協力してインシデント対応機能を実行させた。
 - ・EDFスタッフが（特にマイクロソフト・クラウドへ協調ツールを移動する際に）自ら作成し取り扱う情報の機密レベルを認識し、これを適切に保護できるよう、当該企業に情報を特定および分類する参照枠組みを策定させた。
 - ・行動およびシナジーの強化を任務とする情報保護およびサイバー・セキュリティ意識向上管理委員会を設置した。すべてのグループ企業が、フランスの主要な子会社Framatome、Enedis、EDF REおよびDalkiaとともに、この委員会に参加している。欧州の子会社および株主は、規制対象子会社に適用される経営の独立性に関するルールに従い、2021年に参加する予定である。
 - ・この委員会の最初の共同行動は、グループ・マネージャー全員参加のサイバー・セキュリティおよび情報保護研修（サイバー・セキュリティ・パスポート）の設置である。
- また、講じた様々な措置をテストするため、情報システムの危機訓練が定期的に行われている。

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、または当グループの産業利用の魅力を減じ費用を増すような新規利用による競争の激化から、縮小した市場または圧力の高まった市場において発生する場合がある。この圧力は、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（特に気候移行に関するもの）によるものである。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係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。COVID-19の健康危機のような特定の危機状況によっても、当グループの事業に必要な商品、原材料またはサービスが入手困難となったり、入手困難が助長されたりする可能性があり、特定のサービスの履行が格別に複雑となったり、完成が遅延したりする可能性がある。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。大手グループ（GE、ABB、EMGIE、Rolls-Royce、Bilfinger等）で見られた再編（このうちいくつかは積極的な少数ファンドからの圧力を受けたことによる。）も、品質、および進行中の契約の運用上の連続性、または提供されるサービスおよび商品の費用に影響を与える可能性がある。しかし大規模グループは別として、供給業者の産業構造に欠かせないのはフランスの中小企業である。これらの企業は、これまでのところCOVID-19危機を比較的うまく乗り切っている。実際、原子力部門は、特にフランスで行われている大規模な維持管理プロジェクトのおかげで息の長い活動を確実に続けられたため、最も影響の大きかった企業は、原子力部門より航空機、石油および自動車部門に対するエクスポージャーから被害を受けていた。しかしながら、最近10年ほどで見られた金融脆弱性の傾向は続いている（件数は少ないが倒産は一般に買取で決着がつき、再生の機会となる。）。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。

これらのプロジェクトの完了までに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（特に英国における新たな原子力プロジェクトにおけるEDFのパートナー）、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、原子炉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、米国国防総省は2020年6月、中国軍に所属するまたは中国軍と関係があると推定される、CGNを含む企業のリストを発表した。中国はこれらの措置の結果、機微な物品や技術の輸出規制に関する最初の統一的な法律（2020年12月）、および国外で下された決定（特に米国の決定）に対する「阻止法」（2021年1月）を制定した。これに対して、またこれらの法律および決定を確実に遵守するため、EDFグループ（EDF SA、NNB、Framatome等）は、特に英国における原子力プロジェクトの組織に関して予防措置を講じている。

エクセル計画は、次の課題に対処することを目指している。すなわち、部門の技能強化（専門構造および教育構造に関する溶接計画および行動）、供給業者の選択および認定プロセスの向上、「倫理および人権」および「地域の発展」といったCSR問題の考慮、ならびにパートナーシップを基準とする契約条件数の増加。当グループの産業政策の中継としては、GIFEN（Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire（フランス原子力産業協会）。2018年6月に設立され、部門の魅力を確立し技能を維持するためにフランスの原子力産業のすべての事業者の団結を目指す。）も重要な役割を果たす。

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。特に各段階において警戒行動を実施することで契約締結および締結した契約の管理を向上させることは、運用、期限および関連費用の統制の観点から主要な課題である。

「契約管理」機能は、契約管理におけるリスク管理の向上および機会創出を目的としている。この機能は、契約プロセスを通して各部門の契約管理者を結集する。当グループの責任者と各部門と連携する、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、契約管理セクターの調整、パフォーマンス測定参照システムの策定、担当部署の専門化、ならびに事業知識およびデジタル契約管理ツールの提供に責任を負う。

4 F：停電または需要と供給の不均衡に関するリスク

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。COVID-19の健康危機のような外部危機は、それに伴う混乱を通じて、一層深刻化させるようなリスク要因となる可能性がある。

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（土壌および水）の観点から人的環境または自然環境に甚大な被害を与える可能性がある。

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、環境面および公衆衛生面の影響を有するインシデント、産業事故の原因となり得、なる可能性があり、またはなった可能性がある。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。各産業用地で行われるリスク管理調査により、事故が発生した場合の健康または環境への影響の可能性および回避措置がまとめられる。これに関して、2019年9月26日にルーアンのルーブリゾールの工場において発生した火災からのフィードバックは、分析に加えられる予定である。エネルギー移行によって生物多様性に関する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、地球資源の保護に関する社会的責任問題を通じて、生物多様性に対する取り組みを行っている。

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、財産および隣接する周辺の区域に影響が生じるおそれがある。当グループが責任を問われる可能性がある。

大規模な事故の場合、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長期間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、財務状態もしくは法的地位、環境資産、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（2021年1月14日現在世界で稼働中の444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71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、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。これらの原則は、2021年に当グループの原子力安全方針改定の際に再確認される。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。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投資を必要とする。産業サイクルが1世紀またはそれを超えることから、稼働中の発電所の維持管理および改修プログラムの長期的な健全性および効率性、新たな原子炉プロジェクト、ならびに非常に長期のコミットメントの尊重には、必然的に、細心の注意を払わなければならない。
- ・核燃料サイクルは、産業の長期的見通しに不可欠である。EDFは、様々な利害関係者と長期的戦略を策定する特定の責任を負う。
- ・原子力事業は、フランス、欧州および世界中の多くの産業パートナーを結集する産業活動である。フランスにおいては、EDFは公的機関から原子力分野の指導的役割を託されており、子会社Framatomeを統合したことで、かかる責任およびFramatomeの事業の履行に関する特定のリスクが伴う。

EDFが世界最大の原子力事業者であることを踏まえると、EDFグループが世界的な主導者であることに伴うリスクを持続可能な形で管理することができるよう、常に世界的フィードバックを活用し、国際的な最良の慣行と比較している（国際原子力機関および世界原子力事業者協会（WANO）の基準およびフィードバックの活用。）。

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。これは、当グループにとって大きなリスクである。

統制行動の緊急性：高

フランスにおける原子力発電所

健康危機は、稼働目標の達成、およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）・プロジェクトを含む維持管理プロジェクトの成功に影響を与えるおそれがある。健康危機が悪化すれば、特に特に公衆衛生要件（ソーシャル・ディスタンス、ロックダウン等）が課されてさらなる遅延または追加費用が発生するおそれがある。

フランスにおいて当グループが現在運営する原子炉群は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」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1世代もしくは系列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）フランスにおける原子力発電」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ない。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、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閉鎖を招く事象が発生する可能性も否定できない。例えば、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。しかし、この事象は結果として原子炉の稼働に影響しなかった（リスク4Aの「Framatome」を参照。）。

10年に1回の点検中に行われる定期審査において、および日本の福島第一原子力発電所事故後、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23（2）①（i）（ロ）フランスにおける原子力発電」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。健康危機によって遅延が生じた場合、所定の期限内に作業を完了できない可能性もある。

各原子炉につき、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最長60年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（米国においては、4基の原子炉が最長80年の耐用年数について許可を受けており、その他6基の原子炉については許可申請の調査中である。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（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。

引き続き制御可能な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。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。

EDFの900MWeの原子炉の稼働を4回目の定期点検後も継続する条件に関する2021年2月23日付決定において、ASNは、ASNが策定した要求への対応を補足したEDFの対策なら、当該審査の目的を達成でき、かつ、これらの安全性向上は、追加措置を講じれば900MWeの原子炉の稼働を4回目の定期点検後も10年間継続できる展望を開くものである、と判断した。これらの新たな要求によって投資が増加し、ただでさえ非常に意欲的であった当初のプログラムと比較して工業負荷が追加で約25%増大するため、実業家が所定の期限内に必要な投資を行うことが可能か、リスクが増加することになる。この追加費用は、2020年10月29日付プレスリリースで発表したとおり、2014年から2025年の期間についてはグラン・カレナージュ（Grand Carénage）・プロジェクトの費用増加分に含まれている。資本支出は2025年以降も依然高水準となる。

フランス環境法に従い、稼働35年目以降の審査においてEDFが行う提案は、公的な調査後、原子炉ごとにASNに提出され、許認可の申請がなされる。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。定期点検の結果報告書（RCR）は2020年2月に送付され、VD4に関するASNの包括的意見が発表された後、2021年に公的な調査が行われる予定である。トリカスタン1の定期点検報告書についての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。包括的意見の要求に加えて、施設固有の要求が含まれ、工業負荷および費用に影響する可能性が高い。2021年2月10日現在、ビュジョイ2、ビュジョイ4およびトリカスタン2の原子炉ユニットについて、VD4が進行中である。

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（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記1.3.4「経営者の判断および見積り」および注記1.3.4.1「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EDFが行う提案についてASNが行う決定は見込んでいない。いずれかの900MWの原子炉について耐用年数の延長が認められない可能性は否定できないが、2021年2月23日にASNが発表した包括的意見によって重要な一歩が踏み出された。フェッセンハイム原子力発電所に関して、原子炉1号機は2020年2月22日に、原子炉2号機は2020年6月30日に閉鎖された。

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）の稼働継続は、引き続き当グループの産業目標の1つである。

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。

英国における原子力施設

英国では、AGR（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、原子炉のダウンタイムが長引き、または早期に操業が停止される可能性がある。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。2020年8月および2020年11月、ハンターストンB発電所の操業を2022年1月7日までに、ヒンクリー・ポイントB発電所の操業を2022年7月15日までに終了する決定が下された。新たな安全状態が承認されなければ、これらの日付より前に操業が停止される可能性がある。ヒンクリー・ポイントBについては、黒鉛の点検のために現在操業停止している2基の原子炉の再稼働のために、この安全状態が要求されている。

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B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8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）（b）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AGR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（AGR）または潜在的な耐用年数（サイズウェルB）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。

ハンターストンBおよびヒンクリー・ポイントBにおける黒鉛の点検によって安全状態を整備することが困難で早期に操業が停止されるリスクを考慮して、EDF Energyは、2021年5月以降のこれら2か所の発電所における燃料の取り出しについて、自主的に安全状態目標を設定している。その他のAGR発電所に早期操業停止のリスクがある場合は、燃料取出が加速される。この戦略が採られた場合、資産価値の再評価が必要となる可能性がある。

英国における発電所の経年劣化および直面している多くの技術的問題を考慮すると、現在稼働中のAGR原子炉の将来の発電量は非常に不確実である。

その他の原子力施設

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も、いくつか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。

その他のリスク

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。

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。また、これらの運転に際しては、廃棄物管理および循環型経済といったCSRの課題に取り組まなければならない。

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配分している専用資産の額を上方修正する必要が生じ、または追加の支払金が生じる可能性がある。

統制行動の緊急性：中

廃炉

フランスにおいて進行中の廃炉作業（「第23（2）①（i）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に固有の課題—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NUGG原子炉）、および（ショーにおける加圧水

型原子炉（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いか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要がある、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。ショー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、2020年2月22日に最終的に閉鎖された。2基目は2020年6月30日に閉鎖された。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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15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、2020年末の経済状況に基づく費用は27,093百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は17,489百万ユーロである。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4,258百万ユーロと見積もられ、引当金の現在価値は2,711百万ユーロと評価されている。2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析—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 (HISOCODEI) の引当金は、それぞれ78百万ユーロおよび62百万ユーロであった（2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.1「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（NLF）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）（b）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、および燃料取出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年に基本合意がなされ、包括的で拘束力のある合意に至るべく現在も継続中である。

いずれにせよ、現行の契約の規定によると、燃料取出および排出に関する費用はNLFが負担し、その結果としてEDF Energyがこれを認め、フランス政府が承認する（この承認を得られないときは、EDF Energyの責任が継続する。）。

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）（ロ）（c）A 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（2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15.1を参照。）。DGECの監視の下、EDFも協力して深層貯蔵の費用が新たに計算されたことを受けて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、2016年1月15日付命令において、2011年12月31日現在の経済情勢に基づき新たな参考費用を250億ユーロに設定した。かかる費用は、当グループの2015年末現在の財務書類に計上されている（2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15.1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。残留留保分、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（LLW-LL）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、黒鉛廃棄物をスーレヌの敷地に貯蔵する可能性を考慮に入れている。すべての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）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」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）（b）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。

技術、産業または事務管理に関するこれらの不確実性、ならびに廃炉プロジェクトおよび廃棄物管理に影響する可能性のある偶発事象は、現在繰り入れられている引当金の額に影響を与えるおそれがある。この金額は、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。これはすべて、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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1を参照。）。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。

2020年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1「フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産」における注記15.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析」には、「年度末の経済状況に基づく費用」（2020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35,581百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は13,300百万ユーロである。注記15.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析」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、2019年12月31日現在は31.6十億ユーロであったのに対し、2020年12月31日現在は33.8十億ユーロであった（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」および2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15.1.2.4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配分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日に上院の財務委員会に対する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。）、その結果、EDFは、当該資産の価値を回復させるために、さらなる配分を行わなければならない可能性がある。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）（b）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違反

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。一原子力事業者としての責任は、当グループのCSR方針の「原子力安全性、健康および安全保障」面に該当する。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。

当グループの原子力安全性方針に明記されているとおり、最優先すべきは原子力の安全性であり、これは原子力事業全体の産業パフォーマンスの要因となっている。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1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。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80百万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) (ii) (c) 原子力施設およびその安全性」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量は、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い可能性があり、この場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」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）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」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（2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15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）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」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。

2020年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析」および注記15.1「フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産」には、「年度末の経済状況に基づく費用」（2020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、2006年6月28日付法律に従い、年度末の経済状況に基づく費用は18,998百万ユーロと見積もられ、これに対する引当金は10,246百万ユーロである。

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。

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

2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.1.2「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 (i) 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。

2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記18.4「未使用与信枠」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

本書に記載されている財務情報は、EDFグループの2020年12月31日現在の連結財務書類に基づくものである。

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2020年12月31日現在の連結財務書類は、IASB（国際会計基準審議会）により公表され、欧州連合により2020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規定された表示、認識および測定の方法を用いて作成されている。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。

当グループが適用する会計方針は、2020年12月31日現在の連結財務書類の注記1に記載されている。

Edisonの探鉱および生産事業の売却ならびにその再表示による影響については、2020年12月31日現在の連結財務書類の注記1.4.2に記載されている。売却目的保有資産および関連する負債の詳細は、同連結財務書類の注記3.2に記載されている。

2020年12月31日現在、IFRS第5号の適用により、Edisonのアルジェリアにおける探鉱および生産事業の資産および負債の金額は連結貸借対照表において継続事業として表示されているが、ノルウェーにおける探鉱および生産事業は連結貸借対照表において非継続事業として表示されている。アルジェリアおよびノルウェーにおける探鉱および生産事業の純利益は、特別項目である「継続事業の純利益」に計上され、公表期間に係る損益計算書の関連項目に割り当てられる。Edisonの探鉱および生産事業（アルジェリアおよびノルウェーにおける探鉱および生産事業を除く。）に対応する非継続事業の純利益は、2020年12月17日に売却が完了するまで、公表期間に係る損益計算書上、特別項目に計上されていた。

当グループの2020年の主要な数値は、以下の表のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	69,031	71,347	△2,316	-3.2	-3.4
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,174	16,723	△549	-3.3	-2.7
営業利益 (EBIT)	3,875	6,757	△2,882	-42.7	-41.6
連結会社の税引前利益	1,293	6,393	△5,100	-79.8	-78.8
EDFの純利益	650	5,155	△4,505	-87.4	-86.4
非経常項目を除く純利益 ⁽²⁾	1,969	3,871	△1,902	-49.1	-47.8

ハイブリッド債に係る支払調整後の経常 外項目を除く純利益	1,468	3,282	△1,814	-55.3	n.a.
当グループのキャッシュ・フロー ⁽³⁾	△2,709	△825	△1,884	-228.4	n.a.
純負債額 ⁽⁴⁾	42,290	41,133	1,157	+2.8	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

- (1) 2019年度に関して公表された数値（純負債額を除く。）は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示された（2020年度の連結連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。
- (2) 非経常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。非経常項目を除く純利益は、非経常項目、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）非経常項目を除く純利益」を参照。）に相当する。
- (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（i）（ハ）当グループのキャッシュ・フロー」を参照。）。
- (4) 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（「第3 3（3）⑤（i）純負債額」を参照。）。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日	2019年12月31日
無形および有形資産	179,658	174,345
その他の非流動資産	57,574	55,120
非流動資産	237,232	229,465
棚卸資産および営業債権	29,259	29,655
その他流動資産	30,834	36,568
現金および現金同等物	6,270	3,934
流動資産	66,363	70,157
売却目的保有資産	2,296	3,662
資産合計	305,891	303,284
自己資本（EDF持分）	45,633	46,466
自己資本（非支配持分）	9,593	9,324
自己資本合計	55,226	55,790
非流動引当金	85,837	80,760
特別委譲資産	48,420	47,465
その他の非流動負債	63,888	64,225
非流動負債	198,145	192,450
流動負債	52,412	54,001
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	108	1,043
自己資本および負債合計	305,891	303,284

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、フランスの市場価格の分析は、近隣諸国における市場価格の分析に関連付けられる必要がある。2020年の電力スポット価格は、欧州全土で2019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
2020年のベースロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	32.2	39.6	38.9	30.5	31.9
2020年/2019年の ベースロード平均価格の変動率	-18.4%	-19.2%	-25.6%	-19.1%	-19.0%
2020年のピークロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	39.0	46.1	44.7	37.5	37.9
2020年/2019年の ピークロード平均価格の変動率	-15.9%	-13.8%	-23.4%	-15.7%	-18.1%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

2020年のフランスの電力スポット価格は、平均32.2ユーロ/MWh（ベースロード）および39.0ユーロ/MWh（ピークロード）となり、2019年よりそれぞれ7.2ユーロ/MWhおよび7.4ユーロ/MWh下落した。

かかる下落は、ロックダウン中の需要の減少、非常に低いコモディティ価格および欧州レベルでの高い風力発電量による影響が相まって、主に当年度上半期に集中した。当年度下半期においては、需要の回復およびガス価格の緩やかな上昇によって、スポット価格は2019年同期の水準に近づいた。

1月および2月におけるスポット価格の著しい下落は、2019年初めと比較してガス価格および石炭価格が非常に低かったこと、冬の気温が極めて温暖であったことならびにガスおよび石炭の貯蔵量が高かったことに起因した。3月に開始した全国的なロックダウンによって電力需要は大幅に減少し、3月から6月までの累積消費量は、2020年において2019年より15TWh減少した。また、株式市場が軒並み下落していた3月に、二酸化炭素価格が下落したことも価格の下落に影響を与えた。したがって、2020年度上半期のスポット価格は、2019年度上半期のスポット価格より平均17.3ユーロ/MWh下落した。

当年度下半期において、スポット価格は2019年と同様の水準まで回復した。7月以降、電力需要の回復および冬期に備えた維持管理による原子力発電量の減少が相まって、価格は維持された。最終四半期においては、ガス価格がほぼ2019年末の水準に戻り、石炭および二酸化炭素の価格が上昇したため、スポット価格が上昇した。

2020年のフランスの需要は、2019年から24.4TWh減少し、合計449.0TWhとなった。COVID-19パンデミックの結果、需要が減少し、原子力発電所の稼働率が低下したため、原子力発電所および火力発電所による発電量は、2019年と比較してそれぞれ44.1TWhおよび3.3TWh（ガス火力発電所について）減少した。水力発電量は2020年において5.1TWh増加し、断続的な再生可能エネルギー発電量も増加（風力発電量は+5.9TWh、太陽光発電量は+0.3TWh）した。

フランスの輸出バランスは、2019年より12.2TWh（出典：2020年8月まではRTE、それ以降はENTSO-Eの透明性に関するウェブサイト）減少した。かかる減少の大部分は、火力発電所の稼働率が低下した第3四半期（-13.6TWh）に関連するものである。

英国の電力の平均スポット価格は、2019年から9.4ユーロ/MWh下落し、2020年は39.6ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、まずは低いガス価格（ガスは英国の2020年のエネルギー生産量の3分の1超を占めた。）に起因し、その後は需要に対する全国的なロックダウンの影響に起因し、1月から上半期全体にわたり見られた。フランスと同様に、英国でも当年度下半期に需要が回復し、ガス価格がわずかに上昇したため、2019年に近い水準まで戻った。

イタリアの平均スポット価格は、2019年と比較して13.4ユーロ/MWh下落し、2020年は平均38.9ユーロ/MWhとなった。これはスペインの価格と並んで欧州における最大の平均下落幅の1つとなり、イタリアの当年度上半期の電力需要に対するロックダウンの劇的な影響およびイタリアの電力構成におけるガスの重要性を表している。

ドイツの平均スポット価格は、2019年から7.2ユーロ/MWh下落し、2020年は30.5ユーロ/MWhとなった。価格の変動はフランスのスポット価格と同様の曲線を辿り、上半期には大幅に下落し、その後、下半期に回復した。当年度上半期には、需要に対する全国的なロックダウンの影響（しかし、かかる影響は欧州の他国よりは顕著ではなかった。）に、燃料価格の下落、温暖な冬季および風力発電量の増加が加わり、価格が引き下げられた（2019年度上半期より14.9ユーロ/MWh下落した。）。価格は、夏季以降、燃料価格が比較的良かった2019年度下半期に近い水準に戻った。

ベルギーのスポット価格は、2019年から7.5ユーロ/MWh下落し、2020年の平均価格は31.9ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、（価格が2019年度上半期より平均17.2ユーロ/MWh下落した）上半期のみに関連し、ガスおよび石炭の価格水準、高い再生可能エネルギー発電量、温暖な冬季ならびにロックダウンの影響を受けた需要等、近隣諸国と同様な要因に起因した。

(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：2020年4月から2021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
2021年年次契約に基づく2020年 ベースロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	44.9	48.4	49.2	40.2	40.7
年次契約に基づく2020年/2019年の ベースロード平均先物価格の変動率	-11.7%	-17.1%	-17.8%	-15.8%	-20.1%
2021年年次契約に基づく2020年12月31日現在 のベースロード先物価格 (ユーロ/MWh)	52.1	60.4	57.7	48.2	48.9
2021年年次契約に基づく2020年 ピークロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	57.9	54.7	55.3	49.1	51.9
年次契約に基づく2020年/2019年の ピークロード平均先物価格の変動率	-9.0%	-15.4%	-17.3%	-14.8%	-16.9%
2021年年次契約に基づく2020年12月31日現在 のピークロード先物価格 (ユーロ/MWh)	63.0	67.1	63.5	57.5	57.5

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、2020年度上半期に欧州全土で下落し、その後、年末に向けて上昇傾向となった。かかる変動は、主としてコモディティ価格の変動およびフランスにおける発電施設、特に原子力施設に関する発表に起因する。

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、2019年から11.7%下落し、44.9ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、世界的な化石資源の余剰およびCOVID-19パンデミックの悪影響によって当年度上半期には低かったものの、夏季以降は危機の収束の見通しを受けて回復したコモディティ価格の変動に伴う下落傾向と軌を一にした。また、当該価格は、原子力発電量の目標の連続的な調整および2020年から2021年の冬季に向けて、可能な限り最大の発電量を確保するために計画された維持管理スケジュールに関するニュース等、原子力発電所に関する発表の影響も受けた。

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、17.1%下落し、2020年は平均48.4ユーロ/MWhとなった。英国の価格は、フランスと同様に、当年度上半期において前年同期比で大幅に下落し、その後、ガス火力発電所が英国の電力価格の形成に大きく影響するため、ガス価格および二酸化炭素価格の下落が止まると回復した。

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も下落し、2019年より17.8%低く、2020年は平均49.2ユーロ/MWhとなった。この大幅な下落は、COVID-19危機の真ただ中のコモディティ価格の下落に関連する。依然として不安定であった二酸化炭素価格は、イタリアの電力構成においてガスの占める割合が大きいため、電力価格水準を安定的に支えた。

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、2019年から15.8%下落し、2020年は40.2ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、石炭火力発電所がドイツの電力価格の形成に大きく影響し、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、燃料および二酸化炭素の価格の変動に起因する。2021年年次契約に基づく先物価格は、年末において48.2ユーロ/MWhとなり、二酸化炭素の価格水準によって維持された。

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、2019年から20.1%下落し、2020年は平均40.7ユーロ/MWhとなった。かかる下落は、燃料価格の下落によりとりわけ当年度上半期において顕著であった。

(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)

2020年における年度(Y)+1年の12月に引渡予定の二酸化炭素排出権の平均価格は、25.1ユーロ/トン(2019年と比較して-0.4%または-0.1ユーロ/トン)となった。この比較的横ばいであった平均価格は、一部はCOVID-19パンデミックの影響に関連し、また一部は投機家によって幅広く解釈され、注意が向けられていた欧州連合の2030年気候目標の交渉に関連する、価格の高いボラティリティを覆い隠している。価格は、欧州でロックダウン措置が講じられた3月に暴落し、1週間で8.4ユーロ下落した。4月以降、価格は国内経済を再開させる措置の発表および環境政治的シグナルに対してプラスの反応を示し、30ユーロ/トンを2度(7月および9月に)超えた。年の後半には、ワクチンに関する発表がなされ、55%に引き上げられた2030年の排出量削減目標が欧州連合によって採択されたため、排出権価格が継続して押し上げられ、年末には32.7ユーロ/トンとなった。

(ニ) 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：ブレント原油バレル価格に関するICE価格 (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) (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)
2020年平均価格	58.0	43.2	13.0
平均価格変動率（2020年/2019年）	-16.6%	-32.6%	-29.4%
2020年最高価格	71.1	68.9	16.5
2020年最低価格	51.8	19.3	10.7
2020年12月31日現在の価格	68.9	51.8	16.4
2019年12月31日現在の価格	56.4	66.0	16.0

欧州における翌年引渡予定の石炭価格は、2020年において平均58.0米ドル／トン（2019年と比較して－11.6米ドル／トンまたは－16.6%）となった。当年度上半期における石炭価格は、先物の需要予測が世界中で悲観的であり、欧州全土での貯蔵量が高かったために、2019年に開始した下落傾向が当初続いた。石炭需要は、ガスによる競争および経済停滞によってすでに低下していたが、ロックダウン措置およびその経済成長に対する影響による打撃を受けた。しかし、供給もまたストライキおよび経済的要因によって制限されたため、石炭価格は2020年度第3四半期を通して55米ドル／トンから60米ドル／トンまでの間で維持された。第4四半期においては、アジアの需要（特にロシアおよび南アフリカからの輸入を対象とした中国での需要）が堅調に回復したため、価格が大幅に上昇した。

石油価格は、2020年において平均43.2米ドル／バレル（2019年と比較して－20.9米ドル／バレルまたは－32.6%）となった。第1四半期において、COVID-19パンデミックが人の移動に直接的な影響（ロックダウンおよび移動制限）を及ぼし、経済に影響（商業活動および産業活動の需要の減少）を与えたため、石油需要は劇的に低下し、ブレント原油のバレル価格は年末まで下落傾向となった。石油価格を支えるために、OPECプラスは、需要の崩落に応じて供給量を削減する措置を講じ、生産量を1日当たり最大9.7百万バレル削減する協定を4月12日に締結した。当該協定は、サウジアラビアとロシアとの間の価格戦争後の緊張を背景に交渉が行われた。当該協定は、需要回復の期待に応じた再交渉およびさまざまな利害関係者による一定の適応を経て、年間を通して適用された。

フランスのPEGハブにおける翌年引渡予定の年次ガス契約に基づく価格は、2020年において平均13.0ユーロ／MWhg（2019年と比較して－29.4%または－5.4ユーロ／MWhg）となった。当年度上半期中、ガス需要に対するCOVID-19危機の影響により、2019年に開始した下落傾向が維持された。低需要に加え、温暖な気温、高い貯蔵量および北米における非在来型生産の支援が重なった。しかし、6月には、米国からのLNGの輸出が停止され、経済的な理由により一部の非在来型炭化水素の生産施設が閉鎖されたことを受け、価格の下落が鈍化し始めた。上昇傾向は当年度下半期にわたって継続し、時折欧州における予定外の生産停止および予定されていた生産停止により、またより根本的にはアジアでの需要の回復により、その傾向は強められた。

(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は、2019年から24.4TWhの大幅な減少となった。

- ・2020年度第1四半期の消費量は、2019年度第1四半期の消費量を大幅に下回った（－5.0%）。1月および2月は、この季節の割に非常に温暖な天候であり、3月は全国的なロックダウンの初期の影響を受けた。
- ・第2四半期は、COVID-19パンデミックによる影響を大きく受けたため、消費量は前年同期比で13.3%減少した。
- ・（6月に初めて見られた）経済活動の再開および比較的暑かった夏季により、かかる減少は第3四半期においてより緩やかであった。
- ・最後に、最終四半期の消費量は、経済の停滞により、前年同期比で1.2%減少した。

年間を通して、フランス本土における消費量の減少は、COVID-19パンデミックを食い止めるために講じられた政策の経済的影響に起因し、18TWhをわずかに超える見積もられている。

フランスのガスの消費量は、2019年と比較して7.2%減少し、合計444.5TWhとなった。かかる減少は、主に以下の事項に関連する。

- ・1月および2月（平均－9.4%）の気温がこの季節の割に温暖であったこと
- ・第2四半期（－23%）に、4月の温暖な天候（その結果、初春の暖房による消費量が減少した。）およびロックダウンにより、産業のガス消費量および電力消費量が減少し、ガス火力発電所の発電量が減少したこと
- ・当年度下半期に、発電のためのガス生産量が減少したことにより、消費量がわずかに減少したこと

(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：未調整データおよび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、COVID-19パンデミックに起因して2019年から5.3%減少し、2020年は合計302.8TWhとなった。主な減少は2020年度上半期にみられた。火力発電量および風力発電量の減少は、水力発電量および太陽光発電量の増加により一部相殺された。純輸入量は15.6%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、2019年から4.1%減少し、合計70.7Bcmとなり、これは、COVID-19パンデミックを食い止めるために2020年初めに導入された規制による消費量の減少傾向を裏付けるものとなった。すべてのセグメントにおいて減少を記録した。絶対値では、電力需要の低下による影響で、火力発電の使用が最大の減少幅（2019から-1.3十億立方メートルまたは-5%）を記録した。

(iii) 電力および天然ガス販売料金

フランスでは、以下の規制販売料金が引き上げられた。

- ・住宅用顧客および非住宅用顧客の両方を対象とした「青色」料金については、2020年2月1日付で2.4%（税込み）
- ・2020年8月1日付で、住宅用顧客を対象とした「青色」料金については1.54%（税込み）、非住宅用顧客を対象とした「青色」料金については1.58%（税込み）

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、コストの改定を考慮して、6か月ごとに更新される。COVID-19パンデミックに伴う卸売市場価格の変動を反映するために、かかる上限額は、2020年10月1日から2021年3月31日までの期間について7%引き下げられた。英国政府は、かかる上限額が2021年末まで少なくともさらに12か月間は継続される見込みであることを10月に発表した。

(iv) 天候：気温および降雨量

(イ) フランスの気温

2020年は、フランスにとって1900年以来の記録で最も暖かい年となり、年間平均気温は、平年を1℃、2019年を0.5℃上回り、13.6℃（以前の記録は2018年の13.4℃であった。）となった。

2020年2月は、1980年以來（1990年2月に次いで）2番目に暖かい2月となり、2020年4月および8月は（2007年4月および2011年4月ならびに1997年8月および2003年8月に次いで）3番目に暖かかった。

2020年夏季の2週間は、平年を5℃上回った（8月6日から12日までは+5.3℃、9月13日から20日までは+5.0℃）。

10月において、19日までは気温が比較的寒冷であった（平年を2.1℃下回った。）が、その後、天候はより暖かくなり、年末まで全体的に温暖であった（気温が平年を下回る日が数日あったが、平年を平均1.4℃上回った。）。

12月半ば（11日から24日）はとりわけ温暖であり、12月22日に最高気温に達し、平年を7.5℃上回った。

(ロ) 降雨量

2020年における欧州の降雨量の特徴は以下のとおりである。

- ・上半期は、降雨量が平年を上回ったスカンジナビアおよび降雨量が不足したイタリアを除き、欧州の大部分で平年並みの降雨量であった。
- ・下半期は、非常に乾燥した夏季から始まり、湿った秋季が続いた。その結果、スカンジナビアでは降雨量が平年を引き続き上回り、英国および欧州中央部でも降雨量が平年を上回った。

2020年のフランスの降雨量は、全国および年間の水準において平年並みであったが、著しい地域差があった。最多雨月は、2月、6月、10月および12月で、4月、7月および11月は非常に乾燥していた。フランス北東部ではとりわけ暑く乾燥した夏季となったため、かかる地域の水位は大幅に低下した。

フランスのアルプス山脈およびピレネー山脈では早くから雪が降り、降雪量はフランスのアルプス山脈では冬季末まで概して平年を上回り、ピレネー山脈およびライン地域では全体的に平年並みであった。中山地（1,600メートル未満）では、2019年から2020年の冬季の気温が異常に高かったため、降雪量が平年を下回った。雪冠は、すべての山岳地域で3月半ばから早くも解け始めた。

これらの水文気象学的条件の結果、2020年のフランスの年間水量は平年をわずかに（約3%）上回った。それにもかかわらず、地域や時期によって著しい差があった。平原およびマシフ・サントラルの山々では水位が平年を下回るかまたは大幅に下回ることが多かったが、アルプス山脈およびピレネー山脈では水位が平年を上回ることが多かった。

③ 重要な事象

(i) 主要な事象

本項は、2019年*Document d'Enregistrement Universel*が提出された2020年3月13日以降の重要な事象について記載している（2019年度有価証券報告書「第一部 第3 3（3）③2019年の重要な事象」および「第一部 第3 3（3）⑦後発事象」を参照。）。

（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

- ・2020年5月7日の株主総会では、当社の存在意義を定款に組み入れることが採択された。「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」と記載されている。
- ・気候関連のガバナンスを強化するために、EDFグループは執行委員会および取締役会において「気候責任者」を任命した（2020年12月10日付プレスリリースを参照。）。
 - －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のアレクサンドル・ペラ氏が当グループ執行委員会の気候責任者である。この職務において、同氏は当グループのネット・ゼロカーボンの目標を取締役会の企業の社会的責任委員会および取締役会に対して提示する。
 - －企業の社会的責任委員会委員長のクレール・プディニ氏が取締役会の気候責任者である。この職務において、取締役会会長および執行委員会の気候責任者と連携しつつ、同氏は、気候変動が当グループに及ぼすすべての影響を取締役会が識別し、取締役会が遂行する任務および取締役会が定義する戦略が気候変動を考慮に入れることを保証する。
- ・当グループは以下についても採択した。
 - －2050年までにカーボン・ニュートラルを目指す目標
 - －当グループによる直接排出量および間接排出量（範囲1および2）を2017年から2030年の間で40%から50%削減し、範囲3の排出量を2019年から2030年の間で28%削減することを目標とした、二酸化炭素排出量の削減目標の引上げ（2020年12月10日付プレスリリースを参照。）
 - －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（2020年5月14日付プレスリリースを参照。）

風力発電

- ・EDF Renewables、Enbridgeおよびwpdは、フェカン洋上風力発電所の建設を開始した（EDF Renewablesの2020年6月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFおよびChina Energy Investment Corporation（CEI）グループは、中国の洋上風力発電プロジェクトの建設および操業について提携した（EDF Renewablesの2020年6月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・モロッコにおいてタザ風力発電所の第1段階の建設がEDF Renewablesおよび三井物産株式会社のコンソーシアムによって開始される準備が整った（EDF Renewablesの2020年9月9日付プレスリリースを参照。）。

太陽光発電

- ・EDF RenewablesおよびJinko Power Technologyのコンソーシアムがアブダビにおける世界最大の太陽光発電プロジェクトを獲得した（EDF Renewablesの2020年7月27日付プレスリリースを参照。）。
EDF RenewablesおよびJinko Power Technologyのコンソーシアムが世界最大の太陽光発電プロジェクトの資金調達を完了し、アブダビにおいて建設を開始した（EDF Renewablesの2020年12月22日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDEN Renewables Indiaは1,350MWpの新たな太陽光発電所によってポートフォリオを拡大した（EDF Renewablesの2020年10月1日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewables North AmericaおよびGreenex Solarは米国において開発段階が異なる、最大4.5GWの太陽光発電プロジェクトのパイプラインに関する契約を締結した（EDF Renewablesの2020年10月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewablesは、CREによる太陽光発電の最新の入札後、フランスにおいて105MWの地上太陽光発電所を獲得した（EDF Renewablesの2020年10月23日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewablesは、エネルギー規制委員会（CRE）が開始した最新の太陽光発電の入札で、フランスのペイ・ドゥ・ラ・ロワール地域において2件の地上太陽光発電プロジェクトを落札した（EDF Renewablesの2020年11月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewablesは、フランス領ギアナに貯蔵庫が備わった新たな太陽光発電所を操業開始した（EDF Renewablesの2020年12月2日付プレスリリースを参照。）。
- ・BBOX、EDFおよびSunCultureは、持続可能な太陽光発電による農業へのアクセスを促進するためにトーゴ政府と提携した（2020年12月18日付プレスリリースを参照。）。

水力発電

- ・ EDFは、フランス南東部のイゼール地域で新たにロマンシュ・ガヴェ水力発電所を操業開始した（EDF Renewablesの2020年10月9日付プレスリリースを参照。）。

貯蔵

- ・ EDF Renewables North Americaは、ネバダ州において、4時間当たり180MWの貯蔵システムが備わった200MWの太陽光発電プロジェクトに関する契約を締結した（EDF Renewablesの2020年7月29日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDF Renewables North Americaは、マーベリック6太陽光発電プロジェクトの貯蔵拡大に関する電力購入契約をCleanPowerSFと締結した（EDF Renewablesの2020年9月28日付プレスリリースを参照。）。

水素

- ・ ドイツの連邦経済エネルギー省が、ヴェストキュステ100プロジェクトへの出資を承認した（2020年8月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・ フランスのオセール都市共同体は、HynamicsおよびTransdevとパートナーシップを組み、当該地域のエネルギー移行のサービスとしてグリーン水素プロジェクトに協力した（2020年12月17日付プレスリリースを参照。）。

持続可能な金融

- ・ EDFおよびStandard Chartered Bankは、ESG基準に連動する200百万ユーロの信用供与契約を締結した（2020年10月30日付プレスリリースを参照。）。

(ロ) 原子力業界

- ・ EDF Energyは、英国において、サイズウェルCプロジェクトに関する開発同意命令（DCO）の計画申請手続を行った（EDF Energyの2020年5月27日付プレスリリースを参照。）。
- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクトは、原子炉2号機の「共通基盤」が予定どおりに完成し、主要な経過目標を達成した（EDF Energyの2020年6月1日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、2020年および2021年の年間原子力発電量を330TWhから360TWhと見積もった（2020年4月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、フランスの原子力業界の卓越性を指すためのエクセル計画に関する最初の中間報告書を発表した（2020年10月15日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFはグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）計画の費用を再調整した（2020年10月29日付プレスリリースを参照。）。
- ・ ヒンクリー・ポイントB：英国の原子力発電所が2022年7月までに廃炉となる予定である（EDF Energyの2020年11月19日付プレスリリースを参照。）。
- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報が発表された（2021年1月27日付プレスリリースを参照。）。

(ハ) その他

- ・ Edisonは、E2iの取得を完了し、そのイタリアにおける2番目の風力発電事業者の役割を統合した（Edisonの2021年2月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、OfgemによってGreen Network Energyの顧客への供給をするよう指名された（EDF Energyの2021年1月30日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Volkswagen Group FranceおよびEDFは、電気エンジンを選択した顧客を支援するためのパートナーシップを締結した（2021年1月15日付プレスリリースを参照。）。

(ii) 資産売却計画

Edisonは、Energeanに対するEdisonの探鉱および生産事業の売却を完了した。売却された事業の範囲には、資産、採掘権ならびにイタリア、ギリシャ、英国およびクロアチアの炭化水素部門への投資が含まれる（Edisonの2020年12月17日付プレスリリースを参照。）。

また、EdisonはEnergeanへの売却範囲から除外されていたノルウェーにおける探鉱および生産事業を統括する会社であるEdison Norge ASの株式の100%をSval Energiに売却する契約の締結を発表した（Edisonの2020年12月30日付プレスリリースを参照。）。

(iii) 財政構造

- ・ EDFは、2つのユーロ建てハイブリッド債の発行で2.1十億ユーロを調達した（2020年9月8日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、新株予約権および株式交換権付グリーンボンド（OCEANes Vertes）の募集の成功を発表した（2020年9月8日付プレスリリースを参照。）。

(iv) 規制環境

規制変更に関する詳細は、2020年12月31日現在の連結財務書類の以下の注記において記載されている。

- ・ フランスの複数年エネルギー計画（PPE）については注記2「重要な事象の要約」を参照。
- ・ フランスの規制電力販売料金－「青色」料金については注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。
- ・ TURPE送配電網使用料金については注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。
- ・ ARENHについては注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。
- ・ 公共エネルギー・サービス費用の補償（CSPE）については注記5.4.1「営業補助金」を参照。
- ・ フランス発電容量メカニズムについては注記5.1「売上高」を参照。
- ・ 省エネ証書については注記5.4.3「その他の項目」を参照。

(v) その他の重要な事象

- ・ COVID-19パンデミック：COVID-19パンデミックによる経済的混乱は、電力需要の低迷をもたらし、当グループに対して重大な影響を及ぼし、当グループは、2020年4月に2021年のすべての財務目標を撤回した（2020年4月14日付プレスリリースを参照。）。当グループの新たな業績見通しは、本書「第3 3（3）⑧見通し」に記載されている。

当該パンデミックは、フランスの原子力発電量、すべての地域でのエネルギー売上高およびエネルギー・サービスならびにフランスに供給された電力量に影響を及ぼした。2020年12月31日現在、グループEBITDAに対する影響は推定－1,479百万ユーロ（数値は見積もりである。2020年12月31日現在の当グループの監査済み財務書類の注記1.4「比較可能性（新型コロナウイルス感染症（Covid-19）パンデミックの影響を含む）」を参照。）である。COVID-19の影響に関するその他の情報は、年間を通して以下のプレスリリースによって発表された。

- －COVID-19の健康危機の状況（2020年3月23日付プレスリリース）。
- －EDFグループは、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した（2020年4月2日付プレスリリース）。
- －EDFは、COVID-19パンデミックの状況で顧客を支援するために新たな対策を導入した（2020年4月16日付プレスリリース）。
- －EDFは、再開プログラム（Pack Redémarrage）により事業を再開する企業を支援するためのサービス提供を強化した（2020年6月8日付プレスリリース）。
- －現在の危機的状況に鑑み、当社のすべての利害関係者に対して連帯および責任の緊急なニーズに応じるための取締役会による提案に基づき、2020年5月7日の株主総会は、0.15ユーロの2019年度の間配当を2019年度の唯一の配当金とし、特別配当によって増額しないことを決議した（2020年5月7日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループの執行委員会における変更がなされた。
 - －ベアトリス・ビュフォン氏は、EDFの国際部門担当の上級執行副社長に任命された（2020年2月4日付プレスリリースを参照。）。
 - －アラン・トランゼール氏は、工業品質および原子力技術担当の上級執行副社長に任命された（2020年2月14日付プレスリリースを参照。）。

④ 2020年および2019年の事業および連結損益計算書の分析

2020年および2019年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、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。

下記に記載されているCOVID-19の公衆衛生上の危機による影響は見積もりである。2020年12月31日現在の当グループの監査済み財務書類の注記1.4「比較可能性（新型コロナウイルス感染症（Covid-19）パンデミックの影響を含む）」を参照。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ⁽¹⁾
売上高	69,031	71,347
購入燃料およびエネルギー費用	△32,425	△35,091

その他の対外費用 ⁽²⁾	△8,461	△8,625
人件費	△13,957	△13,797
法人所得税以外の税金	△3,797	△3,798
その他の営業収益および営業費用	5,783	6,687
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,174	16,723
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	△175	642
減価償却費および償却費 (純額) ⁽³⁾	△10,838	△10,020
(減損)／戻入	△799	△403
その他の収益および費用	△487	△185
営業利益 (EBIT)	3,875	6,757
総金融負債に係る費用	△1,610	△1,806
割引の影響	△3,733	△3,161
その他の金融収益および費用	2,761	4,603
金融損益	△2,582	△364
連結会社の税引前利益	1,293	6,393
法人所得税	△945	△1,532
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	425	818
非継続事業の純利益	△158	△497
連結純利益	615	5,182
EDFの純利益	650	5,155
EDFの純利益－継続事業	804	5,639
EDFの純利益－非継続事業	△154	△484
非支配持分に帰属する純利益	△35	27
非支配持分に帰属する純利益－継続事業	△31	40
非支配持分に帰属する純利益－非継続事業	△4	△13

(1) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(2) その他の対外費用は、資産計上された発電コスト控除後で計上されている。

(3) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。

(イ) 売上高

売上高は、2,316百万ユーロ（－3.2%）減少し、2020年には69,031百万ユーロとなった。外国為替の変動による影響（－338百万ユーロ）および連結範囲の変更（＋417百万ユーロ）を除き、売上高は本業において3.4%の減少となった。COVID-19パンデミックは当グループの売上高に対して不利な影響を及ぼし、その影響額は－2,306百万ユーロと見積もられている。

(イ) グループ売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ^(*)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	69,031	71,347	△2,316	-3.2	-3.4

(*) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(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の内訳を示している。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)

フランスー発電と供給 ⁽²⁾	28,361	27,870	491	+1.8	+0.7
フランスー規制業務 ⁽³⁾	16,228	16,087	141	+0.9	+0.9
EDF Renewables	1,582	1,565	17	+1.1	+7.6
Dalkia	4,212	4,281	△69	-1.6	-9.3
Framatome	3,295	3,377	△82	-2.4	-3.1
英国	9,041	9,574	△533	-5.6	-2.0
イタリア	5,967	7,597	△1,630	-21.5	-21.7
その他国外	2,420	2,690	△270	-10.0	-5.1
その他事業	2,127	2,728	△601	-22.0	-20.8
セグメント間消去	△4,202	△4,422	220	-5.0	-4.2
グループ売上高	69,031	71,347	△2,316	-3.2	-3.4

(1) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(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。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。

(a) フランスー発電と供給

フランスー発電と供給セグメントによる売上高は、2019年から491百万ユーロ（+1.8%）の増加および206百万ユーロ（+0.7%）の本業の成長となり、28,361百万ユーロとなった。COVID-19危機の影響は、-1,083百万ユーロと見積もられている。

エネルギー価格による+1,215百万ユーロの好影響にもかかわらず、それにより原子力発電量の大幅な減少に関連する-1,923百万ユーロの販売量の影響を補填することができなくなったため、エネルギー売上高は708百万ユーロ減少した。

下流部門における市況は、売上高の変動に対して推定+487百万ユーロの好影響をもたらした。かかる増加は、主として、2019年より大きな料金調整（+256百万ユーロ）、入札における省エネ証書のコストの増加（+80百万ユーロ）および最終顧客に請求した容量（+60百万ユーロ）に起因する。

購入義務の対象である電力の再販売は、主として、容量価格の上昇により一部相殺された当年度上半期におけるスポット市場価格の下落に起因して、97百万ユーロ減少した（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。）。

供給量入札の売上高は、規制変更によって2019年よりも引渡年数が1年長いため、好影響をもたらした（「第3 3（3）④（ii）（ロ）（a）フランスー発電と供給」を参照。）。

販売子会社の業績等、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

フランスの原子力発電量は335.4TWhとなり、2019年から44.1TWh減少したが、そのうちのおよそ33TWh（数値は見積もりである。2020年12月31日現在の当グループの監査済み財務書類の注記1.4「比較可能性（新型コロナウイルス感染症（Covid-19）パンデミックの影響を含む）」を参照。）は健康危機に関連するものである。健康危機により健康規制が導入されたため、供給停止期間が延長され、供給停止のスケジュールの完全な再編成が必要となった。さらに、2020年はフラマンビル1および2ならびにバリュエル2の供給停止の延長が特徴的であった。フェッセンハイムの原子炉2基は、フランス政府による当該発電所の早期閉鎖の決定を受け、2020年に永久閉鎖された（EDFとフランス政府との間で締結された協定の条件の下、当該発電所の閉鎖に係る費用の見積もりに応じた頭金として2020年に370百万ユーロを受領した。）。

総水力発電量は2019年と比較して12.6%（+5.0TWh）増加し、44.7TWh（揚水量を差し引いた水力発電量は、2020年は38.5TWh（2019年は33.4TWh）となった。）となった。かかる増加は、水利条件が2019年においては過去の平均水準を大幅に下回ったのに対して、2020年においては過去の平均水準をわずかに上回ったことに起因する（「第3 3（3）②（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）。

火力発電所は8.8TWhの発電に使用され、2019年から1.0TWh減少した。

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、25.9TWh減少し、このうち12.2TWhは顧客離れに関連するものである。

EDFは、卸売市場において53.9TWhに及ぶ純売手となった。当該市場において純販売量が9.0TWh減少したことは、水力発電量の増加および最終顧客への売上高の減少により一部相殺された原子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の売上高は、2019年から141百万ユーロ（+0.9%）の本業の成長となり、16,228百万ユーロとなった。COVID-19パンデミックの影響は、-278百万ユーロと見積もられている。

Enedis（Enedisは、フランス・エネルギー法において定義されるEDFの独立子会社である。）について、売上高は、供給業者による料金の最適化の影響にもかかわらず、主にTURPE 5 配電料金の指数化（2020年8月1日付の+2.75%および2019年8月1日付の+3.04%のTURPE 5 配電料金の指数化。）の推移により、有利な価格影響（+462百万ユーロ）による恩恵を受けた。COVID-19パンデミックにより配電量が縮小し、電力網接続サービスが減少したため、主に上半期の売上高に影響を及ぼした。

気候に関連する影響は、売上高に対して推定-236百万ユーロの不利な影響を及ぼした。

(c) EDF Renewables

EDF Renewablesの売上高は、2019年から119百万ユーロ（+7.6%）の本業の成長となり、2020年には1,582百万ユーロとなった。

COVID-19パンデミックの状況下で、発電所の市場価格への限定的なエクスポージャー、および2019年度下半期における新たな発電所の操業開始と総じてより有利な風力条件、日照条件により6.3%の本業の成長を遂げた風力発電所、太陽光発電所による発電量に起因して、発電による売上高は3.7%の本業の成長となった。さらに、米国における再生可能エネルギー事業（配電向け太陽光発電事業）の売上高は33.6%の本業の成長を記録し、これは、とりわけ厳しい年であった2019年の後、2020年度第2四半期に見られた回復を裏付けた。

(d) Dalkia

Dalkiaの売上高は、2019年と比較して399百万ユーロ（-9.3%）の本業のマイナス成長となり、2020年には4,212百万ユーロとなった。

かかる変動は、Dalkiaの取引高に対する推定-193百万ユーロのCOVID-19パンデミックの影響（当年度上半期にはフランスおよび他国での業務が延期され、工業向けおよび建物向けのサービスが大幅に縮小した。）、（EBITDAには影響がなかったが）2019年と比較して大幅に下落したガス価格および（程度は低い）温暖な気候により説明される。

暖房ネットワーク業務、エネルギー・サービスおよび工業用冷凍サービスは、必要不可欠なサービス（病院、食品の冷凍保存、工業、データセンター等）の継続を支援したため、公衆衛生上の危機中に回復力を示した。

Thales Alenia Spaceとのカンヌの用地に関する15年間の新たなエネルギー・パフォーマンス契約ならびにランスおよびエペルネーの病院が所有する設備のエネルギー効率化目標が含まれる業務契約の8年間の更新等、とりわけフランスにおける契約の満了および更新により、事業の成長はCOVID-19危機にもかかわらず、継続している。

(e) Framatome

Framatomeの売上高は、2019年から3.1%の本業のマイナス成長となり、2020年には3,295百万ユーロとなった。売上高のほとんどは当グループ内によるものである。

売上高は、主として「設置基盤」事業ユニットの売上高について、とりわけ推定-78百万ユーロの影響をもたらしたCOVID-19パンデミックの影響を受けた。

EDF SAによる発注を含む受注は、2020年において2.9十億ユーロとなった。

商業開発においては、10月にNexteraが米国のターキー・ポイント原子力発電所の指揮・統制システムの近代化に係る契約をFramatomeと締結した。

(f) 英国

英国の売上高は、2019年から533百万ユーロ減少し、2020年には9,041百万ユーロとなった。外国為替による影響（-126百万ユーロ）および連結範囲の変更（-220百万ユーロ）を除き、売上高は、2019年と比較して2.0%の本業のマイナス成長となった。

英国の売上高の減少は、主として顧客事業の売上高に対するCOVID-19の影響、原子力発電量の減少（-5.3TWh）および容量収益の減少に起因する。これらの影響は、原子力発電の実現販売価格の上昇により一部相殺された。

(g) イタリア

2020年におけるイタリアセグメントの売上高は、2019年と比較して1,650百万ユーロ（-21.7%）の本業のマイナス成長となり、合計5,967百万ユーロとなった。

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。）に伴い、売上高が減少した。また、企業用顧客への販売量におけるCOVID-19危機の影響（約－40百万ユーロ）、温暖な冬季（約－42百万ユーロ）および火力発電向けのガスの売上高の減少もこの減少に寄与した。

電力事業の売上高も、主として電力価格の下落により減少した。また、COVID-19パンデミックにより、企業用顧客への売上高も減少（約－50百万ユーロ）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、136百万ユーロ（－5.1%）の本業のマイナス成長となり、2020年は2,420百万ユーロとなった。

ベルギー（ベルギーは、LuminusおよびEDF Belgiumで構成される。）の売上高は、2019年と比較として183百万ユーロ（－9.6%）の本業のマイナス成長となり、合計1,736百万ユーロとなった。COVID-19パンデミックの影響は、消費量の減少、市場価格の不利な影響および事業活動の低下により、－80百万ユーロと見積もられている。売上高は、個人顧客および企業用顧客への販売向けの電力およびガスの市場価格の下落ならびに温暖な気候および継続的な競争の激化による販売量のマイナスによる影響を受けた。2020年は、有利な風力条件および設備容量の増加により、合計1.17TWhとなった風力発電量の大幅な増加（2019年から25%増加）による恩恵を受けた。

ブラジルの売上高は、ノルテ・フルミネンセの電力購入契約（PPA）の価格改定（2019年11月の＋5%および2020年11月の＋28%）を反映して9.2%の本業の成長となり、474百万ユーロとなった。この改定は、ガス価格および米ドルに対するブラジル・レアルの下落の指数に連動したものである。当グループの事業の性質上、ブラジルにおいてはCOVID-19パンデミックによる大きな影響はなかった。外国為替の影響は、ユーロに対してブラジル・レアルが下落したため、大幅なマイナスとなったことに留意すべきである。

(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、2019年と比較して568百万ユーロ（－20.8%）の本業のマイナス成長となり、2020年には2,127百万ユーロとなった。COVID-19パンデミックの影響は、－53百万ユーロと見積もられている。

- ・ガス事業の売上高は、492百万ユーロ（－40.3%）の本業のマイナス成長となり、729百万ユーロとなった。かかる売上高は、卸売価格の大幅な下落および当グループの容量の使用の低下による影響を受けた。
- ・EDF Tradingの売上高は、9.1%の本業のマイナス成長となり、合計912百万ユーロとなった。COVID-19パンデミックは、カウンターパーティー・リスクに係る引当金の増加により、取引マージンに対して推定－22百万ユーロの影響を及ぼした。とりわけ2020年の高いボラティリティにより、2019年の異例な業績に続き、トレーディング業務のパフォーマンスは引き続き堅調であった。また、ヘッジ業務の増加ならびにLNGおよびLPGの取引の最適化もこの業績に寄与した。
- ・Citelumの売上高は305百万ユーロであった。

(ii) 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

2020年の当グループの連結EBITDAは、2019年から3.3%減少し、16,174百万ユーロとなった。外国為替による影響（－75百万ユーロ）および連結範囲の変更（－24百万ユーロ）を除くと、EBITDAは2.7%の本業のマイナス成長となり、COVIDの危機における当グループの回復力を示した。

COVID-19パンデミックによる影響は、－1,479百万ユーロになると見積もられている。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年(*)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	69,031	71,347	△2,316	-3.2	-3.4
購入燃料およびエネルギー費用	△32,425	△35,091	2,666	-7.6	-8.0
その他の対外費用	△8,461	△8,625	164	-1.9	-2.8
人件費	△13,957	△13,797	△160	+1.2	+1.1
法人所得税以外の税金	△3,797	△3,798	1	0.0	+1.3
その他の営業収益および営業費用	5,783	6,687	△904	-13.5	-13.3
EBITDA	16,174	16,723	△549	-3.3	-2.7

(*) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(イ) 連結EBITDAの増減および分析

- ・2020年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2019年と比較して2,666百万ユーロ減少（－7.6%）し、2,796百万ユーロの本業のマイナス成長（－8.0%）となり、32,425百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントにおける購入燃料およびエネルギー費用は、主に再生可能エネルギーの購入義務の増加により、2019年と比較して104百万ユーロ（＋0.8%）の本業の成長となり、13,191百万ユーロとなった。
 - －英国の購入燃料およびエネルギー費用における322百万ユーロの本業のマイナス成長（－5.1%）は、主にガス供給価格への好影響、国外の顧客セグメント事業における電力販売量の減少ならびに火力発電量および原子力発電量の減少に起因する燃料消費量の減少を反映したものである。
 - －イタリアにおける1,705百万ユーロの減少（－28.1%）は、主として（卸売市場における）ガス価格の下落およびガス販売量の減少によるものである。
- ・当グループのその他の対外費用は、2019年と比較して164百万ユーロ減少（－1.9%）し、242百万ユーロの本業のマイナス成長（－2.8%）となり、8,461百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントのその他の対外費用は、2,332百万ユーロとなった。95百万ユーロの本業のマイナス成長（－3.9%）は、全事業分野における業績改善計画に基づくコスト削減の取組みの継続および特に移動に係るCOVID-19パンデミックの影響に主に関連している。
 - －フランスー規制業務セグメントのその他の対外費用は、1,584百万ユーロとなった。2019年からの27百万ユーロの本業の成長（＋1.7%）は、交通費は減少したものの、COVID-19の危機中における電力網接続事業の水準に応じて資本財が減少したことを反映したものである。
 - －英国のその他の対外費用は、主としてCOVID-19パンデミックおよびその原子力発電所の維持管理への影響により、16百万ユーロの本業の成長（＋1.7%）となった。
 - －EDF Renewablesのその他の対外費用は、主として米国における再生可能エネルギー事業の成長により、34百万ユーロの本業の成長（＋6.1%）を計上した。
 - －Dalkiaのその他の対外費用は、主として、EDF Energyと共同で所有していた英国事業の完全連結および2019年のBreathe Energyの買収による242百万ユーロの連結範囲の影響を含めて、129百万ユーロ増加した。本業においては、これらの費用は、COVID-19の危機によるサービス事業および委託作業における事業水準が低下したことを反映して、110百万ユーロの減少となった。
- ・当グループの人件費は、2019年から160百万ユーロ増加（＋1.2%）して、また157百万ユーロの本業の成長（＋1.1%）となり、合計13,957百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントにおける2020年の人件費は、13百万ユーロ増加（＋0.2%）し、合計6,045百万ユーロとなり、本業においては特に活動再開協定による影響（従業員数の減少により一部相殺された。）により2019年から横ばいとなった。平均従業員数は、全事業分野において2019年から0.1%減少した（見習いおよびワークスタディ契約の従業員を除く。）。
 - －フランスー規制業務セグメントにおける人件費は、2019年から69百万ユーロ増加（＋2.2%）して、合計3,208百万ユーロとなった。これは主として、支払給与の増加および活動再開協定の効果によるものである。平均従業員数（見習いおよびワークスタディ契約の従業員を除く。）は、2019年からわずかに減少した。
 - －EDF Renewablesの人件費は18百万ユーロの増加（＋4.9%）となり、36百万ユーロの本業の成長（＋9.7%）となった。これは主に開発および建設の事業の成長に伴う従業員数の増加によって説明される。
 - －Dalkiaの人件費は、EDF Energyと共同で所有していた英国事業の完全連結および2019年末のBreathe Energyの買収による87百万ユーロの連結範囲の影響、ならびに主として従業員数の増加による22百万ユーロの本業の成長（＋2.3%）に伴い、107百万ユーロ（＋11.0%）増加した。
- ・2020年における法人所得税以外の税金は、2019年と比較して48百万ユーロの本業の成長（＋1.3%）となり、3,797百万ユーロとなった。
 - －ブラジルにおける21百万ユーロの本業の成長は、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、2019年から888百万ユーロの本業のマイナス成長（－13.3%）となり、2020年においては5,783百万ユーロの純利益があった。
 - －フランスー発電と供給セグメントの純利益は、353百万ユーロの減少（－7.7%）となり、－348百万ユーロ（－7.6%）の本業の変動となった。これは、主として燃料関連の引当金の変動によるものである。

- －フランスー規制業務セグメントにおける49百万ユーロ（－3.4%）の減少は、主として長期停電に対する罰則の軽減により説明される。
- －英国の損失は、主として、特に個人顧客セグメントおよび事業用顧客セグメントに対するCOVID-19パンデミックの影響に起因する貸倒引当金の増加により、2019年から50百万ユーロ増加（＋22.8%）し、53百万ユーロの本業の成長（＋24.2%）となった。
- －EDF Renewablesのその他の営業収益および営業費用における320百万ユーロの本業のマイナス成長（－48.3%）は、主に2019年においてスコットランドのNeart na Gaoithe（NnG）洋上風力発電所プロジェクトの50%の売却が認識されたが、2020年にはこれに匹敵する取引がなかったことによるものである。

（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)	2020年	2019年(*)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランスー発電と供給	7,412	7,615	△203	-2.7	-2.7
フランスー規制業務	5,206	5,101	105	+2.1	+2.1
EDF Renewables	848	1,193	△345	-28.9	-23.0
Dalkia	290	349	△59	-16.9	-17.5
Framatome	271	256	15	+5.9	+4.7
英国	823	772	51	+6.6	+9.8
イタリア	683	593	90	+15.2	+8.4
その他国外	380	339	41	+12.1	+20.9
その他事業	261	505	△244	-48.3	-44.8
グループEBITDA	16,174	16,723	△549	-3.3	-2.7

(*) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年12月31日現在の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

（a） フランスー発電と供給

フランスー発電と供給セグメントのEBITDAは、2019年と比較して2.7%の本業のマイナス成長となり、7,412百万ユーロであった。

全体として、健康危機によるEBITDAへの影響は推定－872百万ユーロであったが、これは原子力発電・供給事業における減少（約－33TWhまたは－0.6十億ユーロ）、消費量の減少（約－8 TWhまたは－0.2十億ユーロ）、不良債権の推定増加（約－0.1十億ユーロ）によるものである。

健康危機の影響を除いた場合、EBITDAは8.8%増加した。

COVIDの影響を除いた11TWhの原子力発電量の減少は、フェッセンハイムの最終的な閉鎖、フラマンビル1および2ならびにパリュエル2での供給停止の延長、需要を満たすことを保証するための供給停止の削減（＋14TWh）によるものである。一方、水力発電量は揚水発電量を差し引いて5.1TWh増加した。COVIDおよび水力発電量による影響を除く、原子力発電量による正味の影響は、－209百万ユーロと推定される。

電力価格は、2019年6月および2020年2月の価格引上げ（2019年6月1日付の＋7.7%（税抜き）の料金変更および2020年2月1日付の＋3.0%（税抜き）の料金変更（料金調整分の半分が含まれる。））（後者には2019年の料金調整分の半分が含まれる。）に関連して、約748百万ユーロのプラスの影響をもたらした。

また、EBITDAは容量収益の増加による恩恵を受けた。実際に、2020年、RTEは、供給量入札を規制する規則に従い、2021年および2022年について同量の入札を実施し、これらの入札に関連して2020年に2年分の収益を計上した。さらに、2020年には、2020年以降に係る容量価格が急騰した。この高騰は主に、COVID-19の危機を背景に、この期間中の発電所の稼働率が減少したことによるものである。

営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計額。一定の連結範囲、標準レート、為替レートおよび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、従業員数の減少を一因として、148百万ユーロ（－2.2%）削減された。

（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、危機にあっても、2019年と比較して2.1%の本業の成長となり、5,206百万ユーロとなった。

価格の変更は、主として、2019年8月1日および2020年8月1日に実施されたTURPE 5の送配電料金の指数化における有利な調整（2019年8月1日付および2020年8月1日付で、それぞれTURPE 5配電料金については+3.04%および+2.75%、TURPE 5送電料金については+2.16%および-1.08%の指数の調整）により、+391百万ユーロの好影響をもたらした。

穏やかな気象条件のために配電容量が減少し、-151百万ユーロ（-6.8TWh）の悪影響を及ぼした。その他、気候変動による偶発事象は2020年の方が2019年よりも少なかった（+57百万ユーロ）。

配電容量の減少（気候による影響を除き、約-8.4TWh）および送電網接続サービスの減少は、健康危機の事業への影響を反映している。かかる影響は、合計-237百万ユーロと見積もられている。

健康危機の影響を除いた場合、EBITDAは6.7%増加した。

(c) EDF Renewables

EDF RenewablesのEBITDAは、2019年と比較して23.0%の本業のマイナス成長となり、848百万ユーロとなった。

2020年のEBITDAの313百万ユーロの減少は、特にスコットランドの洋上風力発電所プロジェクトであるNeart na Gaoithe（計上された資産譲渡益には、当該企業の支配の喪失後に保有されていた有価証券の再評価も含まれる。）（NnG）の50%を売却したことにより、2019年における「ストラクチャード・アセットの開発および売却事業」取引が異例の水準となり、2020年にはこれに匹敵する取引がなかったことによるものである。

発電量の増加ならびに分散型の太陽光発電の操業・維持管理事業の成長（主に米国）が、EBITDAに貢献した。

開発費用は、事業の成長および新規地域における事業開始に伴って増加した。

EDF Renewablesの事業に対する健康危機の著しい影響はなかった。

(d) Dalkia

DalkiaのEBITDAは、2019年と比較して17.5%の本業のマイナス成長となり、290百万ユーロとなった。

健康危機は、主として、当年度上半期を中心に多数の顧客の現場が閉鎖され、建設工事が延期されたこと（見積額-40百万ユーロ）によってEBITDAに影響を与えたが、下半期には事業は順調に回復した。Dalkiaは、特に病院部門での必要不可欠なサービスの継続性を確保するため、年間を通じて顧客のために営業を継続した。

パフォーマンス計画および構造的コストの管理により、競争力が強化された。新規契約および既存の販売契約の更新も、EBITDAに好影響を与えた。特に、Dalkiaは、ポントワーズの病院およびDalkiaのカヌの用地に関してThales Alenia Spaceと、エネルギー・パフォーマンス契約を締結した。後者は、当該産業における低炭素化の具体例である（温水に係るエネルギーを45%削減し、毎年980トンの二酸化炭素を削減する。）。

対照的に、英国の契約では時折困難が生じ、財務実績が悪化した。

(e) Framatome

Framatomeの2020年のEBITDAは、健康危機の影響があったにもかかわらず、0.8%の本業の成長となり、534百万ユーロであった。FramatomeのパフォーマンスによるグループEBITDAに対する貢献は、2019年と比較して約5%の本業の成長となったことを反映して、271百万ユーロとなった。

燃料集合体の生産の回復（フランス、ドイツおよび米国）と、2019年と比較した販売構成の改善により、EBITDAが回復した。この成長ならびに営業コストおよび構造的コストの削減計画の追求が、Framatomeの業績を支えた。

健康危機は、「設置基盤」事業ならびに「プロジェクトおよび部品製造」事業に、推定総額-47百万ユーロの影響を及ぼした。

Framatomeが2020年に達成した主な成果の1つは、技術的専門性と指揮統制能力の強化を可能にする民生原子力計装制御（I&C）事業の買収を目的としたRolls-Royceとの契約に署名したことであった。

(f) 英国

英国のグループEBITDAに対する貢献は、プラスの価格効果に支えられ、健康危機の影響があったにもかかわらず、9.8%の本業の成長となり、823百万ユーロとなった。

健康危機は、主に企業用顧客ポートフォリオにおける消費量の減少、ならびに営業債権の貸倒リスクの増加により、EBITDAに対して全体として-182百万ユーロの悪影響を与えた。

健康危機の影響を除いた場合、EBITDAは33.4%増加した。

EBITDAは、主として、ヒンクリー・ポイントBにおける黒鉛検査のための供給停止によって2020年の原子力発電量が減少したこと（サイズウェルBの発電量は、National Gridからの要請により2020年5月から9月までの期間、減少した。2.1TWhの発電損失は、EBITDAのレベルで財務的に補填されている。）による悪影響を受けた。ハンターストンBは9月に操業を再開した

ものの、ダンジェネスBは現在も未だに未接続である。これとは対照的に、EBITDAは、原子力の実現価格の上昇（+10.3英ポンド/MWh）の恩恵を受けた。

住宅用顧客セグメントは、激しい競争環境の中で顧客ポートフォリオが縮小したものの、マージンが改善した。

(g) イタリア

イタリアのEBITDAは、健康危機の影響があったにもかかわらず、8.4%増加し、683百万ユーロとなった。COVIDの流行に対する回復力は、主として、イタリアにおける上流部門／下流部門統合事業が好調であったことに関係するものである。

電力事業のEBITDAは、再生可能エネルギーの発電量（水力発電および風力発電）による寄与度が高まったこと、ならびに発電所の柔軟性の最適化によって電力システムに提供されたサービスのパフォーマンスにより増加した。

ガス事業のEBITDAは、不安定な状況下において、ガス・パイプラインによる供給契約の柔軟性により最適化が改善したことによる恩恵を受けた。

販売およびマーケティング事業においては、住宅用顧客および企業用顧客における電力販売に係るマージンが改善したほか、住宅用顧客へのサービスが成長したことによる恩恵を受けた。しかしながら、年初の穏やかな気象条件は、ガス事業のマージンに悪影響を及ぼした。

健康危機は、イタリアのEBITDAに推定－60百万ユーロの影響を与えたが、これは主として企業用顧客（ガス、電気およびサービス）からの需要の落ち込みによるものである。

アルジェリアおよびノルウェー以外での炭化水素の探鉱および生産（E&P）事業の大部分の売却、ならびにノルウェーにおいて2020年12月末の契約調印後に行われる探鉱および生産事業の売却（2020年12月30日付のEdisonのプレスリリースを参照。）によって、戦略的事業に再び焦点を当てることが可能となった。

(h) その他国外

その他国外事業のEBITDAは、健康危機があったにもかかわらず、20.9%の本業の成長となり、380百万ユーロとなった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）のEBITDAは、本業において18.9%の成長となった。EBITDAの増加は、原子力発電所における発電量の向上および2019年よりも好ましい価格効果によってもたらされた。全般的に、好ましい風力条件および設備容量の開発により、2020年における風力発電容量の力強いパフォーマンス（+26%）の恩恵を受けた。風力発電の純設備容量は、548MW（Luminusの純容量。風力発電の総設備容量は、2020年12月末現在588MW（+13.3%）である。）に増加（すなわち、2019年末現在から+13.5%）した。健康危機によるEBITDAへの不利な影響は、推定－26百万ユーロであった。これは、消費量の減少、サービス業務の低迷および営業債権の貸倒リスクの増加によるものである。Luminusは、ベルギーでの開発戦略を継続し、Essent Belgium（2021年2月5日付のLuminusのプレスリリースを参照。）（約330,000の電力顧客およびガス顧客のポートフォリオ）の買収を目的とした契約に署名した。

ブラジルのEBITDAは、主に2019年および2020年に実施されたEDFのノルテ・フルミネンセ発電所に関連する電力購入契約（PPA）の再評価に関連して、本業において16.7%の成長となった。かかる成長は、外国為替による悪影響（ユーロに対するブラジル・レアルの下落）を受けた。ブラジルにおける健康危機の影響は、同国における当グループの事業に鑑みれば重要でない。

(i) その他事業

その他事業のEBITDAは、44.8%の本業のマイナス成長となり、261百万ユーロとなった。

ガス事業は、主として米国と欧州の間の中長期的なスプレッドの下方修正によって計上された有償契約への引当金による影響を受けた。

EDF TradingのEBITDAは、異例な年であった2019年と比較して11.2%の本業のマイナス成長となり、633百万ユーロであった。危機に関連する不確実性とボラティリティを背景に、トレーディング活動のパフォーマンスは引き続き堅調であり、2020年の収益は好調に推移した。また、EBITDAは、ヘッジ活動およびLNG最適化活動の増加による恩恵を受けた。健康危機による取引マージンへの影響は限定的であった。

(iii) 営業利益（EBIT）

2020年における当グループの連結EBITは、2019年から2,882百万ユーロ減少（－42.7%）して、3,875百万ユーロとなり、2,810百万ユーロ（－41.6%）の本業のマイナス成長となった。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
EBITDA	16,174	16,723	△549	-3.3

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	△175	642	△817	-127.3
減価償却費および償却費（純額） ⁽²⁾	△10,838	△10,020	△818	+8.2
(減損)／戻入	△799	△403	△396	+98.3
その他の収益および費用	△487	△185	△302	+163.2
EBIT	3,875	6,757	△2,882	-42.7

(1) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(2) 委譲資産の取替引当金の純増を含む。

(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

2020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は、2019年の642百万ユーロから、2020年には－175百万ユーロに減少し、817百万ユーロの変動となった。これは、EDFの事業体を代理するEDF Tradingの取引およびEdisonのガスのポジションに沿ったものである。

(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、2019年から818百万ユーロ増加した。

- ・フランスー発電と供給セグメントでは、減価償却費および償却費（純額）が566百万ユーロ増加した。この増加は主に原子力発電所のうち新規発電所の稼働開始に起因し、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114百万ユーロ増加したが、これは主に接続および電力網の強化に対する投資に起因する。
- ・2020年の英国の減価償却費および償却費（純額）は、ハンターストンB、ダンジェネスおよびヒンクリー・ポイントBの加速減価償却により、113百万ユーロ増加した。

(ハ) 減損／戻入

2020年の減損は、799百万ユーロとなった。これは、主として、英国における原子力事業の減損に関連するものである。

(ニ) その他の収益および費用

2020年のその他の収益および費用は、－487百万ユーロとなった。このうち－405百万ユーロは、フランスー発電と供給セグメントに関するものであり、主としてフラマンビル3施設における格納容器溶込溶接の修理工事に係るもの（自己建設資産に関連して発生した異常原価に関するIAS第16号第22項に基づく計上。これらの費用は、EDFの純利益に影響を及ぼすが、非経常項目を除く純利益には影響を及ぼさない。）である。

2019年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株式割当（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が含まれていた。

(iv) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年(*)	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,610	△1,806	196	-10.9
割引の影響	△3,733	△3,161	△572	+18.1
その他の金融収益および費用	2,761	4,603	△1,842	-40.0
金融損益	△2,582	△364	△2,218	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(*) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

2020年の金融損益は、2,582百万ユーロの金融費用となり、2019年と比較して2,218百万ユーロの増加となった。この変動は主に以下に起因する。

- ・主に専用資産ポートフォリオの公正価値の変動による、その他の金融収益および費用の1,842百万ユーロの減少。これは主に、COVID-19パンデミック期間中にこれらの資産のパフォーマンスが良好であったにもかかわらず、2019年の異例のパフォーマンスの後、株式市場およびクレジット・ファンド市場のパフォーマンスが低下したことを反映したものである（2019年は+2,545百万ユーロであったのに対し、2020年は+1,218百万ユーロの公正価値の変動となり、1,327百万ユーロ減少した。）。
- ・割引率が大きく下落したことに起因する、割引の影響によるその他の金融収益および費用の572百万ユーロの増加。これは、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に係る市場金利の低下の影響によるものである。2020年12月31日現在、割引率の算定方法は変更されている（2020年度の連結財務書類の注記15.1.1.5を参照。）。割引率は、予想インフレ率を1.2%として、2020年12月31日現在3.3%（2019年12月31日現在では予想インフレ率1.4%として、割引率は3.7%）であり、実際の割引率の低下幅は、2019年は0.1%であったのに対し、2020年は0.2%であった。
- ・総金融負債に係る費用の196百万ユーロの減少。これは主に、より有利な金利での債務返済と債券発行、およびヘッジ控除後の有利な外国為替の影響によるものである。

(v) 法人所得税

2020年の法人所得税は、－945百万ユーロとなり、これは73.10%の実効税率に相当する（2019年の法人所得税は－1,532百万ユーロであり、これは23.96%の実効税率に相当していた。）。

この2019年から2020年にかけての当グループの課税額587百万ユーロの減少は、主に税引前純利益が5,100百万ユーロ減少し、課税額が1,633百万ユーロ減少したものの、以下の要因により一部相殺されたことを反映したものである。

- ・英国の税率が17%から19%に引き上げられたことによる悪影響
- ・2020年には資産売却による好影響がなかったこと（2019年のAlpiqおよびNnGの売却後）
- ・EDF SAの特定の長期負債の損金算入可能性に異議を唱える、フランス国務院の2020年12月の不利な決定による－177百万ユーロの影響、および当グループが10年超の期間にわたって繰延税金資産に対して保守的なアプローチを適用したことによる、繰延税金資産の未認識額－361百万ユーロの影響

非経常項目（主に税務訴訟による影響、金融資産ポートフォリオにおける未実現損益の変動、減損および英国の税率の変更による影響）を除外すると、2020年の実効税率は、19.0%（2019年は18.0%）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、2019年は818百万ユーロであったのに対し、2020年は+425百万ユーロとなり、393百万ユーロの減少となった。これは、主として、2020年12月31日現在におけるCENGの純利益が、2019年から225百万ユーロ減少して、63百万ユーロとなったことによるものである。

2020年における関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分には、合計189百万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、2020年度の連結財務書類の注記12「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

非継続事業の純利益は、Edisonの探鉱および生産事業の損益計算書上の項目（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）、ならびに関連資産に係る減損からなる（2020年度の連結財務書類の注記3.2を参照。）。

(viii) 非支配持分に帰属する純利益

2020年における非支配持分に帰属する純利益は、2019年から62百万ユーロ減少し、－35百万ユーロとなった。

(ix) EDFの純利益

2020年におけるEDFの純利益は、とりわけEBITに含まれる損失（－2,882百万ユーロ）および財務実績（－2,218百万ユーロ）により、2019年から4,505百万ユーロ減少し、合計650百万ユーロとなった。

	2020年	2019年(*)
当グループの1株当たり利益(単位：ユーロ)		
基本的1株当たり利益	0.05	1.50
希薄化後1株当たり利益	0.05	1.50
継続事業の1株当たり純利益	0.10	1.67
継続事業の希薄化後1株当たり純利益	0.10	1.67

(*) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更による影響を反映するために再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

(x) 非経常項目を除く純利益

2020年における当グループの非経常項目を除く純利益*は、2019年から1,902百万ユーロ減少して、1,969百万ユーロとなった（2020年度の連結財務書類の注記19.1「非経常項目を除く純利益」を参照。）。

* 非経常項目、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）。

税引後の非経常項目の金額、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。

- ・ -2,068百万ユーロが2020年の減損およびその他の非経常項目（2019年は-986百万ユーロ）
- ・ -124百万ユーロが2020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）（2019年は+490百万ユーロ）
- ・ +873百万ユーロが2020年の債券および株式の公正価値の純変動額（IFRS第9号）（2019年は+1,780百万ユーロ）

⑤ キャッシュ・フローおよび純負債額

キャッシュ・フロー計算書におけるキャッシュ・フローの詳細については、2020年度の連結財務書類および以下の関連する注記を参照。

- ・ 連結キャッシュ・フロー計算書
- ・ 注記10.6「建設中の資産」ならびに注記10.7「無形資産および有形固定資産への投資」
- ・ 注記13「運転資本」
- ・ 注記19「財務指標」および注記19.2「純負債額」

(i) 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。

2020年12月31日現在の当グループの純負債額は42,290百万ユーロであった。2019年12月31日現在は41,133百万ユーロであった。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ⁽¹⁾	変動	変動率(%)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	16,174	16,723	△549	-3.3
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	328	△1,930		
EBITDA (現金)	16,502	14,793		
運転資本の変動	△1,679	475		
純投資 ⁽²⁾ (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。)	△11,570	△11,433		
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。)	△17	303		
営業キャッシュ・フロー ⁽³⁾	3,236	4,138	△902	-21.8
資産売却	187	531		
法人所得税支払額	△983	△915		
金融費用支出 (純額)	△1,008	△802		
専用資産	△798	△394		
現金支払配当金	△768	△801		
リンクリー・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	△134	1,757		
リンクリー・ポイントCおよび Linkyプロジェクト	△2,575	△2,582		
当グループのキャッシュ・フロー ⁽⁴⁾	△2,709	△825		
ハイブリッド債およびOCEANEの発行	2,243	493		

ハイブリッド債の償還	-	△1,618
その他貨幣的変動	△49	△470
純負債額の(増加)/減少(為替レート変動による影響を除く。)	△515	△2,420
為替レート変動による影響	445	△341
その他非貨幣的変動による影響	△1,077	△5,039
継続事業の純負債額の(増加)/減少	△1,147	△7,800
非継続事業の純負債額の(増加)/減少⁽⁵⁾	△10	55
期首における純負債額	41,133	33,388
期末における純負債額	42,290	41,133

- (1) 2019年度に関して公表された数値(純負債額を除く。)は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更(2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。)による影響を反映するために再表示されている。
- (2) 純投資は、成長のための営業投資および金融投資の純処分額である。また、純投資には、証券の取得時または処分時に取得もしくは譲渡された純負債、投資補助金受取額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年の売却、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトへの投資は含まれていない。
- (3) 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)、非経常的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年の売却、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトへの投資を除く。)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。
- (4) 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直接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)、専用資産への純配分額、現金支払配当金ならびにヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトへの投資を控除した後の上記注(3)で定義された営業キャッシュ・フローに相当する。
- (5) これは、Edisonの現在売却が進行中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。

(単位:百万ユーロ)	2020年12月31日	2019年12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	65,591	67,380	△1,789	-2.7
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,986	△3,387	△1,401	-41.4
現金および現金同等物	△6,270	△3,934	2,336	+59.4
負債証券および持分証券-流動性の高い資産	△15,028	△18,900	△3,872	-20.5
売却目的保有資産の純負債額	△17	△26	△9	-34.6
純負債額^(*)	42,290	41,133	1,157	+2.8

(*) 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。

(イ) 営業キャッシュ・フロー(2019年-2020年の資産売却計画、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトへの投資を除く。)

2020年の営業キャッシュ・フロー(2019年-2020年の資産売却計画、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトへの投資を除く。)は、2019年の4,138百万ユーロと比較して902百万ユーロ減少して、3,236百万ユーロとなった。

(a) EBITDA (現金)

非貨幣性項目の調整後のEBITDAは2019年から1,709百万ユーロ増加し、16,502百万ユーロとなった。これは主として、EDF Tradingの金融商品の原資産ポジションの決済、およびこれより影響額は小さいが、Enedisの配電による売上総利益の増加によるものである。

(b) 運転資本の変動

2020年中、運転資本は1,679百万ユーロ減少した。

かかる変動は、主として、供給量証書および省エネ証書の在庫の増加、ならびに2020年における最適化/トレーディング業務におけるマージン・コールの増加によるものである。

2019年から2020年の間の運転資本の変動の差異(-2,154百万ユーロ)は、主として、在庫の増加(-898百万ユーロ)および最適化/トレーディング業務におけるマージン・コールの増加(-1,235百万ユーロ)により説明される。

(c) 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。）

2020年の純投資（2019年－2020年の売却、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyプロジェクトを含む。）は、14.1十億ユーロとなった。

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。）は、2019年の11,433百万ユーロから137百万ユーロ増加して、2020年は11,570百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2020年	2019年 ^(*)	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給	5,484	6,329	△845	-13.4
フランスー規制業務	3,367	3,622	△256	-7.0
EDF Renewables	812	△276	1,089	+394.2
Dalkia	180	138	42	+30.4
Framatome	219	134	85	+63.4
英国	732	659	73	+11.1
イタリア	531	433	98	+22.6
その他国外	207	309	△102	-33.0
その他事業	38	86	△48	-55.8
純投資	11,570	11,433	137	+1.2

(*) 2019年度に関して公表された数値（純負債額を除く。）は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）による影響を反映するために再表示されている。

- ・フランスー発電と供給セグメントによる純投資は、845百万ユーロ減少した。これは、原子力発電所の維持管理費用の減少、フラマンビル3プロジェクトへの投資の減少、および2019年におけるFramatomeの買収に起因する。
- ・フランスー規制業務セグメントによる純投資（Linkyを除く。）は、256百万ユーロ減少した。これは、Enedisが最初の国家非常事態期間終了後に業務を速やかに再開したにもかかわらず、COVID-19パンデミックの影響で一部業務が延期または中止となったことに起因する。
- ・EDF Renewablesによる純投資は、1,089百万ユーロ増加した。2019年の投資は、NnG風力発電所の売却により減少したが、2020年にはこれに匹敵する取引は行われなかった。
- ・英国では、原子力発電所の維持管理作業に係る費用が減少したにもかかわらず、純投資は73百万ユーロ増加した。これは、主として電気モビリティ分野におけるPod Pointの買収、ならびにサイズウェルおよびブラッドウェルの原子力プロジェクトへの融資に関するものであった。
- ・イタリアにおいて、純投資は、98百万ユーロ増加した。これは、特に火力発電所の開発プロジェクトに起因する。

(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、2020年において－134百万ユーロとなった（これに対して2019年は1,757百万ユーロであった。）。

(a) 資産売却

2020年の資産売却は187百万ユーロを生み出した。これは、主として、Edisonの探鉱および生産事業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た（「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。）。

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。）。

2020年における－798百万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

2020年、EDFは、以下により構成される768百万ユーロを支払った。

- ・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2020年の支払い（501百万ユーロ）。
- ・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（267百万ユーロ）。

2020年、EDFは（2019年の配当金残高または2020年の中間配当のいずれについても）配当の支払いを行っていない（2020年5月7日付プレスリリースを参照。）。

(ハ) 当グループのキャッシュ・フロー

2020年の当グループのキャッシュ・フローは、2019年の－825百万ユーロに対して、－2,709百万ユーロとなった。

(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下落（英ポンドはユーロに対して5.4%下落し、2019年12月31日現在の1.175ユーロ／1英ポンドから2020年12月31日現在には1.112ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して8.5%下落し、2019年12月31日現在の0.89ユーロ／1米ドルから2020年12月31日現在には0.815ユーロ／1米ドルとなった。）による外国為替の影響は、2020年12月31日現在の当グループの純負債額に対して445百万ユーロの有利な影響を与えた。

(ホ) その他非貨幣的変動

その他非貨幣的変動による影響は、2019年は－5,039百万ユーロであったのに対して、2020年は－1,077百万ユーロとなった。これは主に、負債性金融商品および新規リースの公正価値の変動（IFRS第16号）により構成される。2019年からの3,962百万ユーロの変動は、主に2019年におけるIFRS第16号の初度適用により説明される。

(ii) 財務比率

	2020年	2019年 ⁽¹⁾	2018年
純負債額/EBITDA	2.61	2.46	2.24
純負債額/(純負債額+自己資本) ⁽²⁾	43%	42%	39%

(1) 2019年度に関して公表された数値（純負債額を除く。）は、探鉱および生産事業の売却の範囲の変更（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）による影響を反映するために再表示されている。

(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、その効果性を徹底するため、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**

2020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21,316百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は11,110百万ユーロであった。

2021年におけ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4,294百万ユーロも含めて、2020年12月31日現在、11,460百万ユーロとなる見込みである。

2020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

2020年9月8日、EDFは、新株予約権および株式交換権付グリーンボンド（OCEANES Vertes）の募集を行った。当該社債の満期は2024年であり、券面総額は約2.4十億ユーロであった。

当グループの借入債務の詳細については、2020年度の連結財務書類の注記18.3.2「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、2019年12月31日現在における15.4年に対し、2020年12月31日現在においては14.5年であった。

EDF SAの平均満期は、2019年12月31日現在における15.9年に対し、2020年12月31日現在においては15.0年となった。

2020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、2020年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2020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	
2020年	13,386	△318	△362	51
2021年から2024年	22,355	△1,069	△1,334	495
2025年以降	73,234	△1,179	△5,356	403
合計	108,975	△2,566	△7,052	949
債務返済(元本)	64,371			
利息	44,604			

(*) ヘッジ商品のデータは、資産および負債の両方を含む。

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができています。

幅広い特有な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンバイ・クレジット・ラインの形で、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。EDF SAおよびNatixis Belgique Investissements銀行と共同で設立された投資子会社であるEDF Investissements Groupe (EDF IG) も、EDFグループのフランス国外の事業に対してEDF SAおよびEDF IGが完全に単独で中期および長期的な融資を提供する。各企業は、アームズレングスの市場取引においてかかる子会社が設定されるであろう条件と同等の条件を自らにも設定している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化。当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー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。
- ・現金レポ契約に基づく銀行取引先への借入債務の譲渡。
- ・流動性要件の分析は、3月の危機の期間および2020年6月30日において更新され、COVID-19パンデミックの影響により要件が高まる可能性が示された。EDFは、3月の危機の際、レポ取引による有価証券の譲渡を決定し、大きな流動性を生み出した。これらの契約は、夏以降に徐々に終了した。

2020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2,071百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては263百万米ドルであった。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ドアロン発行で参入している。

2020年12月31日現在における当グループの主要な借入の詳細は、2020年度の連結財務書類の注記18.3.2.2に記載されている。

2020年12月31日現在、EDF SAは、総額10,344百万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2025年12月である。2020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5,944百万ユーロに相当し、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400百万ユーロである。2020年12月31日現在、5つの与信枠のうち4つにつき、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。
- Edisonは、European Investment Bankに689百万ユーロの与信枠（利用可能額は400百万ユーロ）および複数の銀行に130百万ユーロの与信枠（2020年12月31日現在、100百万ユーロを限度に引き出されている。）を有している。

(ロ) 格付

2020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	BBB+ 安定した見通し	A-2
	ムーディーズ	A3 ネガティブな見通し	P-2
	フィッチ・レーティングス	A- ネガティブな見通し	F2
EDF Trading	ムーディーズ	Baa2 ネガティブな見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	BB+ 安定した見通し	B
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	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(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、純利益およびIRRプロジェクトに関係す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46%から67%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、2020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）

2020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	36,241	11,798	48,039	73%
米ドル建て借入債務	16,735	△10,958	5,777	9%
英ポンド建て借入債務	9,996	537	10,533	16%
その他通貨建て借入債務	2,619	△1,377	1,242	2%

負債合計	65,591	-	65,591	100%

(*) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2020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

2020年12月31日 (単位：百万ユーロ)	ユーロ換算された ヘッジ後の負債	為替レートの 不利な変動10%の影響	為替レートの 不利な変動10%後の負債
ユーロ建て借入債務	48,039	-	48,039
米ドル建て借入債務	5,777	578	6,355
英ポンド建て借入債務	10,533	1,053	11,586
その他通貨建て借入債務	1,242	124	1,366
負債合計	65,591	1,755	67,346

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

2020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	5,872	1,500	2,449	1,923
スイス・フラン (スイス)	30		28	2
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	285		153	132
英ポンド (英国)	19,635	5,435	3,522	10,678
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,371			1,371
人民元 (中国)	11,026			11,026

(*) 2020年12月31日現在の純資産。2020年12月31日現在の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、2020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)	2020年12月31日			2019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	1,923	1,567	157	789	702	70
スイス・フラン (スイス)	2	2	-	1	1	-
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	132	29	3	141	33	3

英ポンド（英国）	10,678	11,877	1,188	11,778	13,843	1,384
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,371	215	22	1,202	266	27
人民元（中国）	11,026	1,374	137	11,148	1,425	143

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。）。

当グループの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、2020年12月31日現在、依然として管理されている。

（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。

2020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、69.3%が固定金利で、30.7%が変動金利であった。

2020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200百万ユーロ増加する。

2020年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.32%であった。

以下の表は、2020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。

当グループの負債の構造および金利感応度

2020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	60,667	△15,217	45,450	-
変動金利	4,924	15,217	20,141	201
合計	65,591	-	65,591	201

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（FRN）の金利リスクおよび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

2020年12月31日 (単位：百万ユーロ)	価値	金利変動1%の利益への影響	金利変動1%後の価値
変動利付債券	1,202	△12	1,190

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（2020年度の連結財務書類の注記15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（2020年度の連結財務書類の注記16を参照。）に関連し、様々な期間の金利に応じた割引率を使用して現在価値に調整され、専用資産の運用に関連して保有される債務証券がこれらの債務を補填するために確保される（「第3 3（3）⑥（i）（へ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

（ホ）株式リスクの管理

株式リスクは、以下の分野に集中している。

EDFの原子力債務の補填

株式リスクの分析は、「第3 3（3）⑥（i）（へ）EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」に記載されている。

EDF SA、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付債務の補填

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2020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34%（4.5十億ユーロ分の株式）が、株式に投資された。

2020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、7.9%を上限として株式および9.1%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、217百万英ポンド分の株式に相当する。

2020年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、11.5%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、881百万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。

(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（2020年度の連結財務書類の注記15.1.2「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（CSEN）および監査委員会）の監視の下、運用されている。

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。

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）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日に配分されたCSPE債権は、2020年12月31日現在、全額が返済および決済された（2020年度の連結財務書類の注記15.1.2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。
- ・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。

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（専用資産の運用の分野に関して査定、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

	2020年12月31日	2019年12月31日
収益性資産	19%	19.2%
成長性資産	40.5%	42.1%
確定利付資産	40.5%	38.7%
合計	100%	100%

2020年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2019年の31,624百万ユーロと比較して、33,848百万ユーロとなった。また、ポートフォリオの内容については、2020年度の連結財務書類の注記15.1.2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)	2020年12月31日		2019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	2,788	2,705	2,926
デリバティブ	16	16	△10	△10
その他非上場証券および株主ローン ⁽³⁾	3,329	3,616	2,826	3,164
収益性資産	6,050	6,420	5,521	6,080
OECD加盟国が発行した債券 以外にも投資を行うファンド	10,765	13,174	10,865	12,978
ヘッジ、預金および債権	-	188	-	46
その他非上場証券	323	330	263	276
成長性資産	11,088	13,692	11,128	13,300
OECD加盟国の国債および その類似債券	4,598	4,879	4,338	4,548
OECD加盟国の企業(非政府)債 および譲渡可能債務証券	1,431	1,460	1,793	1,827
上記2つの項目に投資を行うファ ンド ⁽⁴⁾	6,981	7,217	4,830	5,038
CSPE	-	-	684	688
その他非上場証券	164	155	146	142
デリバティブ	32	25	5	1
確定利付資産	13,206	13,736	11,796	12,244
専用資産合計	30,344	33,848	28,445	31,624

(1) 親会社の財務書類における正味帳簿価額。

(2) 2020年および2019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。

(3) Korianが管理および運営する不動産ビークルへの長期投資に関連して、資本化される予定の155百万ユーロの株主ローンが含まれる。

(4) 2020年に再投資されなかった+170百万ユーロの現金が含まれる。

下記の表は、2020年12月31日現在および2019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

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日	2020年の実績	2019年12月31日	2019年の実績
	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ	株式市場価額 または 実現可能価額	ポートフォリオ
収益性資産	6,420	2.3%	6,080	8.9%
成長性資産	13,692	10.3%	13,300	25.9%
確定利付資産	13,736	4.1%	12,244	5.2%
専用資産合計	33,848	5.9%	31,624	13.5%

2007年2月23日付令第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

	2020年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2020年の実績 ポートフォリオ	2019年12月31日 株式市場価額 または 実現可能価額	2019年の実績 ポートフォリオ
(単位：百万ユーロ)				
CTE株式 ⁽¹⁾	2,788	1.6%	2,926	12.6%
その他非上場証券および 株主ローン ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾	4,117	2.9%	3,572	6.0%
株式ファンド ⁽³⁾	13,362	10.6%	13,024	26.3%
債券、譲渡可能債務証券 および債券ファンド ⁽³⁾	12,396	4.3%	11,226	6.1%
通貨基金	1,185	-0.4%	188	-0.3%
CSPE	-	2.5%	688	0.6%
専用資産合計	33,848	5.9%	31,624	13.5%

- (1) 2020年および2019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。)。2020年におけるEDF Invest (CTEを含む。) のパフォーマンスは+2.3%であり、2019年は+9.0%であった。
- (3) デリバティブを含む。
- (4) Korianが管理および運営する不動産ビークルへの長期投資に関連して、資本化される予定の155百万ユーロの株主ローンが含まれる。

2020年におけるポートフォリオの変動

2020年の金融市場の動向については、2020年度の連結財務書類の注記15.1.2.3に記載されている。

2020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、+1,575百万ユーロとなった。かかる内訳は、専用資産に配分されるCTE株式が+237百万ユーロ、およびその他証券が+1,334百万ユーロ（税引前は+1,822百万ユーロ）であった。

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、+5.9%であった。

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。このポートフォリオ（CTEを含む。）は、2020年12月31日現在で6.9十億ユーロに達し、2020年の年間の総パフォーマンスは2.3%であった。

EDF Investは、2020年も引き続きこのポートフォリオを分散化し、再生可能エネルギー資産（米国、カナダおよびポルトガルの太陽光発電所および風力発電所）、エネルギー効率資産（英国のスマート・メーター）、ならびに不動産（フランスのオフィスおよび欧州の医療施設）への新規投資を行った。

2020年12月にEDF RenewablesからEDF SAが取得した風力発電所および太陽光発電所への投資は、上半期の113百万ユーロの配分に加え、2020年における全額が専用資産に配分された。2020年における専用資産への配分総額は797百万ユーロ（2019年は540百万ユーロ）で、その内訳は資産拠出額が299百万ユーロ、現金が498百万ユーロであった。

収益性資産は、非上場の不動産資産およびインフラ資産で構成されており、2020年12月31日現在の価値は6.4十億ユーロで、想定どおりの配当を生み出した。しかしながら、2020年のパフォーマンスは、特に各国の封鎖措置の影響を受けた交通インフラ等の一部資産の価値が下落したことによって低減された。

上場市場の好転のおかげで、成長性資産は全体で+10.3%（上場資産は+10.6%、成長ファンドでは+2.0%）のパフォーマンスを記録した。上場資産については、すべての地域で指数を上回るパフォーマンスが得られ、大幅に上回る地域もあった（日本、北米および欧州では1.4%から1.8%、新興国および太平洋地域では約0.5%）。最後に、外国為替管理も利益を上げており、特に下半期には米ドルのカバレッジが大幅に拡大した。

確定利付資産のパフォーマンスは、絶対値（+4.1%）および相対値ともに良好であった。上場債券ポートフォリオのパフォーマンスは+4.3%を記録し、ベンチマーク指標をわずかに上回った。また、国債ポートフォリオでは、非コア諸国もオーバーウェイトとなり、特にドイツ等のコア国に損害を与えた。金利ファンドは+1.6%のパフォーマンスを記録した。

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。

2020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、13,362百万ユーロとなった。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26.6%であり、2019年12月31日現在では9.2%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3,554百万ユーロになると推定している。

2020年12月31日現在、上場債券（12,396百万ユーロ）の感応度は、5.5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678百万ユーロ減少することとなった。2019年12月31日現在の感応度は、6.1であった。

(ト) カウンターパーティー／信用リスクの管理

カウンターパーティー・リスクとは、契約相手方が債務不履行に陥り、約定債務の履行を怠った場合に、EDFグループがその事業および市場取引において負うこととなる損失の合計額を意味する。

当グループは、カウンターパーティー・リスク管理方針を掲げており、それはEDFおよび運営上の支配の及ぶすべての子会社に適用される。かかる方針は、かかる種類のリスクの監視とともに、その管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理の構成および監視を開始した。かかる方針において、当グループのエクスポージャーは毎月連結される。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。2020年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの92%が「投資適格」の契約相手方に関連するものであった。これは主に短期投資の大部分が低リスク資産に関連するとともに、現金および資産管理事業により生じたエクスポージャーが優勢であったことに起因する。

	投資適格	非投資適格	内部格付 なし	合計
2020年3月31日	91%	8%	1%	100%
2020年9月30日	92%	7%	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 資産管理	燃料購入 および電力取引	合計
2020年3月31日	6%	-	10%	77%	7%	100%
2020年9月30日	6%	-	9%	79%	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) エネルギー市場リスクの管理および統制

(イ) エネルギー市場リスク方針

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」のリスク要因「2 C：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統制の枠組みには、所定の価格基準に違反した場合における、かかる定義された軌道からの逸脱を認める加速スキームまたは減速スキームが含まれることがある。かかる計画は、段階的な適用に係る一般原則を逸脱する性質を有するため、かかるスキームの実施は厳しく監督されている。）に基づく事業年度末前のポジションの大部分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（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、ならびにより広義には、フランス政府および欧州委員会の間で現在行われている既存発電所による原子力発電の価格規制の変更に関する議論の結果についての不確実性）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。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かったという仮定から、ARENHの入札募集が実施される前に販売された容量を購入する義務を負う可能性がある。卸売市場におけるエネルギー価格と容量価格の合計がARENH価格（42ユーロ/MWh）に近い場合、このリスクは特に高い。

発電事業、供給事業およびトレーディング業務内で行われた決定の強力な相互作用を前提として、エネルギー・リスク管理プロセスは、当グループの経営陣が関与し、また、リスク限度を超えた場合の警告通知手続を組み込んだリスク指標および測定システムに基づいている。

運営上の支配の及ぶ事業体を通じて、当グループのエネルギー市場リスクに対するエクスポージャーは、年に4回執行委員会に報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

(ハ) エネルギー市場リスクの運営管理および統制の原則

運営上の支配の及ぶ当グループの事業体のエネルギー市場リスクの運営管理および統制の方針は、資産（発電および供給）管理ならびに取引を識別する、エネルギー市場リスクの管理責任の厳格な分離に基づく。

発電資産および供給資産の事業者は、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2020年度の連結財務書類の注記18.7「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・リスク制限）または損失（ストップ・ロス制限）に違反したことを、EDF Tradingの取締役会の構成員に通知するために存在する。バリュエーション・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（EDF Tradingは、「モンテカルロ」手法を使用して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から推定される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のポートフォリオ全体に適用される。）。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。

2020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。

2020年においてこれらの制限はいずれも超過されていない。ストップ・ロスは、その導入以来、一度も超過されたことはない。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2020年度の連結財務書類の注記6を参照。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18.7.4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

強化された追加的な衛生上の制限による影響に服する。

2021年の目標（強化された追加的な衛生上の制限による影響に服する。）

- ・ EBITDA（2021年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づく。）を、17十億ユーロ超とすること
- ・ 2021年の純負債／EBITDA倍率（2021年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づく。）を、3倍未満とすること

2022年の抱負（強化された追加的な衛生上の制限による影響に服する。）

- ・ 営業費用（人件費およびその他の対外費用の合計額。一定の範囲、基準、為替レートおよび年金割引率に基づき、インフレーションを除く。エネルギー・サービス事業、Framatomeの原子力エンジニアリング・サービスおよびジェイタプールなどの特定のプロジェクトにおける営業費用を除く。）を、2019年から2022年の間に500百万ユーロ削減すること
- ・ 2020年から2022年までの当グループによる売却（締結済みまたは完了した売却。当グループの実用的な債務削減への影響。）を、約3十億ユーロとすること
- ・ 2022年の純負債／EBITDA倍率（2021年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づく。）を、約3倍とすること

配当金

- ・ 2021年および2022年の非経常項目を除く純利益の目標配当性向（非経常項目を除く純利益に基づき、自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬について調整済みの配当性向）を、45%から50%とすること
- フランス政府は、2021事業年度について、株式配当を選択している。

⑨ 後発事象

(i) 2021年5月12日－財務情報（2021年3月31日現在）

売上高21.9十億ユーロ、6.2%の本業の成長（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。）

2021年の指針および2022年の抱負の確認

ハイライト

フランス政府および欧州委員会の間で、ARENH改革およびEDFの再編に関する議論が進行中であるが、依然として難航している。これらの議論の時期および結果は、まだ確実なものではない。

・再生可能エネルギー

－洋上風力発電所：クルル・シュル・メール発電所の建設開始（448MW）

－太陽光および容量：

・ ニューヨークにおいて3件の太陽光プロジェクトを受注（303MW）

・ サウジアラビア（ジッダ）における300MWの太陽光発電所建設の受注および開始

・ Econet Energy KenyaおよびBboxx Kenyaの50%取得を通じて、ケニアでの分散型および送電網非接続型の太陽光発電の開発を加速

・原子力

- －900MWの原子炉を40年を超えて操業を継続するための条件に関する、2021年2月23日付のASNによる決定
- －フラマンビル3（フラマンビル3については、2021年度第1四半期財務情報の附属書類の5ページおよび6ページを参照。）：遠隔制御ロボットを用いた主要二次回路における8か所の貫通溶接部の修理プロセスをASNが承認
- －英国：ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBの永久的な閉鎖前の一時的な再稼働、サイズウェルBの供給停止期間を2021年8月まで3か月延長
- －インド：ジェイタプール用地でのEPR6基の建設（EDFは、かかる建設について投資を行っておらず、また担当もしていない。）に関する、拘束力のある技術的および商業的な提案
- ・欧州における石炭火力発電所からの脱却プロセス
 - －フランス：2021年3月31日のル・アーブル石炭火力発電所の閉鎖（ル・アーブル石炭火力発電所は、2021年3月末以降閉鎖され、休止状態（複数年保証の閉鎖）になっており、2021年末には送電網から切り離される予定である。）
 - －英国：英国政府が設定した石炭火力発電所の閉鎖期限の2年前である、2022年9月に予定されているウェスト・バートンA発電所の閉鎖
- ・ESGの実績
 - －EDFは、社会的責任を果たしている40社を含む新たな株式市場の指数である「CAC 40 ESG」に組み入れられた。
 - －気候に関するガバナンスの強化：EDFグループは取締役会において気候責任者を任命した。
- ・フランスの健康危機における発電所の適切な管理
- ・テキサス州における異常寒波：当初の見積もりによれば、当グループの純利益に大きな影響はない。
- ・電気モビリティおよびイノベーション
 - －Pod Point（英国）：2021年3月末現在で約110,000の充電ポイント（2021年度第1四半期には13,000超のスタンドが設置され、2020年の平均値と比較して約50%の増加となる。）
 - －ブロックチェーン：EDFの子会社であるExaionが開発したソリューションをベースに、イーサリアム（イーサリアムは、ユーザーがスマート・コントラクトを構築可能な分散型取引プロトコルである。）を介して実現されたEIB（欧州投資銀行）による債券発行。EDF内で育成された当該新規企業が初めて商業的成功を収めた。
- ・Enedis
 - －Linkyプログラム：3月末現在、約90%のスマート・メーターを設置（31.2百万個）
- ・売却計画
 - －Edison Norgeの売却の完了（ノルウェーにおける探鉱および生産（E&P）事業）
 - －IDGの売却の完了（イタリアにおけるガス配給網）
 - －英国におけるウェスト・バートンBガス発電所およびその蓄電池の売却に関する拘束力のある契約の締結
 - －Dalkiaの子会社であるWastenergy（HITIRU）の売却に向けて独占交渉を開始
- ・健康状況
 - －EDFは、従業員およびサービス提供者向けの強化された保護対策を維持しつつ、事業の継続性を確保するために引き続き全面的に営業を継続した。

2021年の指針および2022年の抱負の確認（強化された追加的な衛生上の制限による影響に服する。）

2021年の目標	EBITDA ⁽¹⁾	17十億ユーロ超
	純負債／EBITDA ⁽¹⁾	3倍未満
2022年の抱負	2019年から2022年の間における営業費用 ⁽²⁾ の削減	500百万ユーロ
	2020年から2022年までの当グループによる売却 ⁽³⁾	約3十億ユーロ
	純負債／EBITDA ⁽¹⁾	約3倍
配当	2021年および2022年の非経常項目を除く純利益の目標配当性向 ⁽⁴⁾	45%から50%
	フランス政府は、2021年度の配当について、株式ベースの支払いを選択することを表明した。	

(1) 2021年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づく。

(2) 人件費およびその他の対外費用の合計額。一定の範囲、基準、為替レートおよび年金割引率に基づき、インフレーションを除く。エネルギー・サービス事業の活動、Framatomeの原子力エンジニアリング・サービスおよびジェイタプールなどの特定のプロジェクトにおける営業費用を除く。

(3) 締結済みまたは完了した売却。当グループの実用的な債務への影響。

- (4) 非経常項目を除く純利益に基づき、自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬について調整済みの目標配当性向。

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期 (再表示後) ⁽¹⁾	2021年度 第1四半期	本業の 成長率(%) ⁽²⁾
フランスー発電と供給	8,440	8,834	+3.9
フランスー規制業務	5,115	5,598	+9.4
EDF Renewables	396	437	+14.4
Dalkia	1,244	1,350	+7.9
Framatome	794	728	-6.2
英国	2,748	2,689	-0.9
イタリア	1,715	2,029	+18.5
その他国外	727	693	-0.3
その他事業	664	891	+35.1
セグメント間消去	△1,142	△1,300	—
グループ合計	20,701	21,949	+6.2

(1) 2020年に関して公表された数値は、Edisonの探鉱および生産（E&P）事業の売却の範囲を変更したことの影響により再表示されている。ノルウェーにおける探鉱および生産（E&P）事業の売却は、2021年3月に終了した。

(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。

2021年度第1四半期の当グループの売上高は、2020年度第1四半期と比較して増加した。売上高は、フランスにおける料金の指数化によるプラス効果、ならびに電力価格およびガス価格の上昇により増加した。しかしながら、ガス価格の良好な動向によるEBITDAへの影響は限定的であった。売上高は、良好な気象条件およびEDF Tradingの堅調なパフォーマンスから恩恵を受けた。

当グループのセグメントごとの売上高の増減

フランスー発電と供給

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高⁽¹⁾	8,440	8,834	+3.9

(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。

2021年度第1四半期におけるフランスー発電と供給セグメントによる売上高は、8,834百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して3.9%の本業の成長となった。

売上高は、主に、2020年2月1日現在における3%（税抜き）および2021年2月1日における1.93%（税抜き）の規制販売料金の引上げ（2019年の料金調整を含む。）による、推定116百万ユーロ（価格および発電量による効果は、慣例として、発電（原子力、水力および火力）の平均ヘッジ価格に基づいて計算される。）のエネルギー価格への好影響によって増加した。

下流部門の市況は、売上高に対して推定150百万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があったものの、売上高は、2020年の供給量入札における観測価格の上昇に連動して、最終顧客向けサービスに関する供給量報酬の増加による恩恵を受けた。

購入義務の再販は、スポット価格のプラス効果により、約132百万ユーロ増加した。しかしながら、EBITDAへの影響は中立的であった。

原子力発電量は99.2TWhで、主にフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖（-3.0TWh）により、2020年度第1四半期と比較して2.0TWhの減少となった。

水力発電量（揚水発電量を差し引く前の、フランス島部の業務を除く水力発電量。なお、揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2020年3月末は11.7TWhであり、2021年3月末は12.2TWhであった。）は、合計で13.7TWhとなり、2020年度第1四半期と比較して1.7%（+0.2TWh）増加した。

原子力発電量の減少は、水力発電量がわずかに増加したことで一部相殺され、2020年度第1四半期と比較して、売上高に対して113百万ユーロ（価格および発電量による効果は、慣例として、発電（原子力、水力および火力）の平均ヘッジ価格に基づいて計算される。）の不利な影響を及ぼすマイナスの発電量効果となった。

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)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	5,115	5,598	+9.4

(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。

2021年度第1四半期におけるフランスー規制業務による売上高は5,598百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して、本業において9.4%増加した。

158百万ユーロのプラスの価格効果は、主に2020年8月1日に実施されたTURPE 5の指数化（TURPE 5配電の指数化：2020年8月1日現在+2.75%。）によるプラスの効果によるものである。

売上高は、特に温暖であった2020年度第1四半期と比べてさらに天候に恵まれたこと（約189百万ユーロ）、および送電網接続サービスの増加（約56百万ユーロ）の恩恵を受けた。

再生可能エネルギー

EDF Renewables

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	396	437	+14.4

(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。

EDF Renewablesの2021年度第1四半期の売上高は、437百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して14.4%の本業の成長となった。

このプラス傾向は、特に米国の分散型太陽光分野によって促進されたが、EBITDAのレベルでの影響は限定的であった。

発電事業の売上高は、2021年の欧州における風況が好ましくなかったことにより、1.3%とわずかに減少した。2020年後半から2021年初めにかけての稼働開始は、これらの不利な影響を一部相殺するに留まった。

2021年3月末現在の発電量は合計4.2TWhとなった（2020年度第1四半期と比較して、2.9%の本業のマイナス成長）。

EDF Renewablesの純設備容量は、2021年の稼働開始により2020年12月末と比較して増加し、合計9.2GW（+0.5GW）となった。

テキサス州の極端な寒波は、売上高に大きな影響を与えなかった。しかしながら、EDF Renewablesは、契約上のコミットメントを遵守するために、非常に高い価格で電力を購入することを余儀なくされた。

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収益は、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。この慣例は、水力発電所の稼働状況を最もよく反映したものであり、フランスー発電と供給で用いられている慣例とは異なる。この慣例では、すべての発電（原子力、水力および火力）は発電所の平均ヘッジ価格に基づいて評価される。）

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,206	1,721	+42.7	+44.5

(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。

2021年度第1四半期の当グループのレベルにおける再生可能エネルギーの売上高は、1,721百万ユーロとなり、44.5%の本業の成長となった。この傾向は主に、電力スポット価格（水力発電量を評価する際に、慣例として使用される（揚水発電量の消

費量を差し引いた発電量。)の急上昇の影響、および発電量のわずかな増加(+0.5TWh)を反映したものである。ヘッジ方針を考慮すると、追加の水力発電量の評価が当グループの売上高およびEBITDAに与えるプラスの影響は限定的であった。

建設中の風力プロジェクトおよび太陽光プロジェクトのポートフォリオ合計は過去最高を記録し、2021年度第1四半期末現在で総計8.1GW(陸上風力発電2.1GW、洋上風力発電2.1GWおよび太陽光発電3.9GW)となった。

エネルギー・サービス事業

Dalkia

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	1,244	1,350	+7.9

(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。

Dalkiaセグメントの2021年度第1四半期の売上高は、1,350百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して7.9%の本業の成長となった。

この売上高の増加は、主に、2020年度第1四半期と比較してガス価格が急上昇したことによるものである。

また、2020年度第1四半期が温暖であったのに対し、2021年はほぼ平年並みと天候が良好であったことから、売上高は増加した。

これらの効果のEBITDAに対する影響は限定的であった。

Dalkiaは、イソワール市において、廃棄物やバイオマス熱を利用した再生可能エネルギーによる暖房ネットワークの構築(40棟)を受注した。

ヘルスケア分野では、Dalkiaはシャロン・シュル・ソーヌ市のW. モレ病院との間で8年間の保守運用契約を締結した。

当グループのエネルギー・サービス事業(当グループのエネルギー・サービス事業には、Dalkia、Citelum、CHAMならびにEDF Energy、Edison、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を含む。)

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,564	1,720	+10.0	+8.8

(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2021年度第1四半期の売上高は、ガス価格の急上昇がDalkiaの売上高に反映されたことにより、合計1,720百万ユーロとなり、8.8%の本業の成長となった。フランスおよびイタリアにおいてサービス事業が伸長したことも、売上高を押し上げた。

Framatome

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	794	728	-6.2
売上高(EDFグループ寄与分)	512	405	-17.6

(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。

第1四半期におけるFramatomeの収益は、本業において6.2%のマイナス成長となり、728百万ユーロとなった。

この減少は主に、2021年度第1四半期において、特に台山EPRの燃料集合体の搬入が年度内に段階的に行われたことによる、マイナスのタイミングの効果に起因するものである。

Framatomeは、TVOおよびAREVAとともに、2021年3月26日から認可されているフィンランドのオルキオ3EPRの燃料装荷を担当している。

Framatomeは、ハンガリーのEvopro Nuclear and Process Automation (NPA) Kftの制御コマンド事業を取得し、欧州での地位を強化した。

原子力産業の投資および近代化を支援するためのプロジェクト募集の一環として、Framatomeの3つのプロジェクトが選定され、フランス・ルランス（フランス復興）計画の支援を受けることとなった。

英国

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	2,748	2,689	-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。

英国における2021年度第1四半期の売上高は、2,689百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して、本業において0.9%のマイナス成長となった。

この変動は主に、産業用顧客および企業用顧客の消費量が減少したことによるものである。

供給事業では、特に寒冷な気候および顧客ポートフォリオの引き継ぎによる、住宅用顧客の消費量増加の恩恵を受けた。

原子力発電量は10.5TWhで、ヒンクリー・ポイントBの原子炉の供給停止の延長およびトーンズの原子炉1号機の計画的な供給停止を受け、2020年度第1四半期と比較して1.4TWh減少した。

ダンジェネスBの原子炉は引き続き未接続である。

火力発電量は、価格動向を受けて1.0TWh減少した。

イタリア

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期 (再表示後) ⁽²⁾	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	1,715	2,029	+18.5

(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) 2020年に関して公表された数値は、Edisonの探鉱および生産（E&P）事業の売却の範囲を変更したことの影響により再表示されている。ノルウェーにおける探鉱および生産（E&P）事業の売却は、2021年3月に終了した。

2021年度第1四半期の売上高は、2,029百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して18.5%の本業の成長となった。

ガス事業の売上高は、EBITDAへの影響は限定的であったものの、主に上流部門および下流部門双方において、卸売市場でのガスのスポット価格が上昇したことにより、272百万ユーロ増加した。

電気事業の売上高は、卸売市場での電力スポット価格の上昇局面における、契約指数化による限定的なプラスの価格効果に伴い、44百万ユーロ増加した。

供給事業は、顧客ポートフォリオが若干増加したこと、および企業用顧客へのガス販売量が増加したことによる恩恵を受けた。

また、技術的に稼働不能であった2020年度第1四半期と比較して火力発電量が増加し、付随的なサービスも順調に推移した。また、当四半期は風力発電量も増加した。

その他の進展は、以下のとおりである。

- ・E2i Energie Specialiの残り70%の株式を取得（674MW）
- ・ムーディーズが、Edisonの格付をBaa3からBaa2に引上げ

その他国外

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	727	693	-0.3
うちベルギー	539	512	-6.1
うちブラジル	130	139	+32.3

(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。

2021年度第1四半期のその他国外セグメントの売上高は、693百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して0.3%の本業のマイナス成長となった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）における売上高は、2020年の先物価格の下落を反映して、33百万ユーロ（-6.1%）の本業のマイナス成長となった。年間を通じて段階的に実施される年間契約の指数化（特に住宅用顧客向け）は、卸売市場における最近のガス価格の上昇をまだ完全には反映していない。しかしながら、売上高は、2020年度第1四半期よりも天候が良好であったことから住宅用顧客へのガス販売量が増加したこと、ならびに企業用顧客および産業用顧客への販売量が増加したことによる恩恵を受けた。

風力発電の開発は進んでおり、2021年3月末現在の純設備容量は551MW（Luminusの連結範囲における純容量。風力の総設備容量は、2020年12月末現在は588MWであったのに対し、2021年3月末現在は592MWとなった。）となった。

ブラジルにおける収益は、主に、2020年11月にEDFのノルテ・フルミネンセ発電所関連の電力購入契約（PPA）を、ガス価格の指数化およびICMS税（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços（ブラジルにおける商品・サービス流通税））の変更に合わせて25%再評価したことなどにより、42百万ユーロ（+32.3%）の本業の成長となった（EBITDAに対する影響はない。）。第1四半期においては、ブラジル・リアルがユーロに対して下落したことにより、為替の影響は不利となった。

その他事業

(単位：百万ユーロ)	2020年度 第1四半期	2021年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	664	891	+35.1
うちガス事業	252	377	+49.6
うちEDF Trading	303	396	+31.7

(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。

2021年度第1四半期のその他事業セグメントによる売上高は、891百万ユーロとなり、2020年度第1四半期と比較して35.1%の本業の成長となった。

当グループのガス事業の売上高は、卸売市場におけるガス価格の動向が非常に良好であったことや、当グループの容量の稼働が進んだことにより、2020年度第1四半期と比較して49.6%増加した。しかしながら、これらの効果のEBITDAに対する影響は限定的であった。

EDF Tradingの収益は、米国および欧州におけるトレーディング活動のボラティリティが高い中、2020年度第1四半期と比較して31.7%の本業の成長となり、合計396百万ユーロとなった。

2020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。）

原子力

・EDFは、ジェイタプール用地において6基のEPRを建設することに関する、フランスからの拘束力のある技術的および商業的なオファーをインドの原子力事業者であるNPCILに対して行った（2021年4月23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-renewables.com）で入手可能である。）

- ・EDF Renewables North Americaは、ニューヨークの太陽光発電プロジェクトに関する3件の契約を獲得した（2021年5月5日付プレスリリースを参照）。
- ・EDF Renewablesは、ブラジルにおける344MWの風力発電所の稼働を開始した（2021年5月5日付プレスリリースを参照）。

- ・サウジアラビアに位置する中東で最大規模の風力発電所が建設の中間点に到達した（2021年4月12日付プレスリリースを参照。）。
- ・Masdar、EDF RenewablesおよびNesmaのコンソーシアムは、サウジアラビアにおける300MWの太陽光発電プロジェクトのファイナンス・クローズを達成し、建設を開始した（2021年4月12日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループおよびSNCFグループは、20年間の再生可能電力の購入に関する最初の契約を締結した（2021年4月7日付プレスリリースを参照。）。
- ・ドーヴィル・ノルマンディー空港において太陽光発電プロジェクトを開始した（2021年3月26日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewablesは、ヴィエンヌ県において新たな地上型太陽光発電プロジェクトを建設する（2021年3月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDF Renewables、Enbridgeおよびwpdは、カルヴァドス洋上風力発電所の建設を開始した（2021年2月22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、ウェスト・パートンBのCCGT発電所のEIGへの売却に関する拘束力のある契約を締結した（2021年4月9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、2I Rete Gasに対するInfrastrutture Distribuzione Gas（IDG）の売却を150百万ユーロで完了した（2021年4月30日付プレスリリースを参照。）。
- ・Moody'sは、Edisonのリスク・プロファイルの改善、利益成長およびキャッシュ・フローの増加を理由に、同社の格付をBaa3からBaa2に引き上げた（2021年4月19日付プレスリリースを参照。）。
- ・Edisonは、Edison NorgeのSval Energiへの売却を374百万米ドルの価額で完了した（2021年3月25日付プレスリリースを参照。）。

その他

- ・2021年5月6日開催の株主総会：すべての決議が採択された（2021年5月6日付プレスリリースを参照。）。
- ・原子力専門職大学の創設（2021年4月27日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループおよびPôle Emploiは、若者の雇用および取込みに尽力している（2021年3月24日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループは、エネルギー消費の最適化および管理を専門とする子会社のDatanumiaを設立した（2021年3月19日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFグループは、ケニアにおいて、分散型太陽光発電事業および送電網非接続型事業を強化した（2021年2月25日付プレスリリースを参照。）。

(ii) 2021年5月12日－2024年満期OCEANE債：EDF株主への1株当たり0.21ユーロの配当支払後の新たな転換／交換比率
フランス電力 2024年満期 新株予約権および株式交換権付無担保上位グリーンボンド（OCEANEs Vertes）（ISINコード：FR0013534518）（本社債）2,399,999,989.27ユーロの社債権者への通知

この通知における用語は、本社債の要項における意味を有するものとする。

2021年6月7日に1株当たり0.21ユーロの配当が株主に支払われた結果（2021年5月6日のEDF株主総会の決議に基づく。）、要項第2.6.2（j）項に基づき、2021年6月7日より、転換／交換比率が、各本社債につき1株から各本社債につき1.018株に調整されることを、本社債の社債権者に対して通知する。

(iii) 2021年5月26日－EDF、額面金額1.25十億ユーロの初のソーシャル・ハイブリッド債発行の成功を発表

パリ（フランス）2021年5月26日－EDF（S&P：BBB+／ムーディーズ：A3／フィッチ：A-）は、2021年5月26日、額面総額1.25十億ユーロ、初回の利率が2.625%で、EDFの選択により2028年6月1日に最初の償還を迎えるユーロ建永久ソーシャル・ハイブリッド債（ソーシャル・ハイブリッド債）の発行に成功した。

EDFは、7年後（すなわち2028年）に見込まれている最初の金利更改日前およびそれ以降の各利払期日前の60日間において、現金で随時ソーシャル・ハイブリッド債を期限前償還することができる。

ソーシャル・ハイブリッド債による手取金は、EDFグループが従事し中小企業に委託する、欧州および英国におけるEDFグループの発電資産または配電資産の開発または維持管理に貢献する資本支出等の適格プロジェクトの資金調達に充てられる

(詳細については、EDFのソーシャルボンド・フレームワークを参照 (<https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-en/investorsanalysts/bonds/social-bonds/edf-social-bond-framework-may-19-2021.pdf>))。ソーシャル・ハイブリッド債の発行は、ICMA(国際資本市場協会)のソーシャルボンド原則およびサステナビリティボンド指針に準拠しており、地域の責任ある発展と産業部門の発展に関する当グループのコミットメントおよびCSR(企業の社会的責任)戦略に合致している。

EDFは、その存在意義に完全に合致した今回のソーシャル・ハイブリッド債の発行により、電力会社による初のソーシャルボンドのベンチマーク発行、および企業による初のソーシャル・ハイブリッド債のベンチマーク発行という、2つの世界初の試みを達成した。

決済日は、ユーロネクスト・パリの規制市場におけるソーシャル・ハイブリッド債の取引が認められる、2021年6月1日である。

格付機関により、ソーシャル・ハイブリッド債にBB-/Baa3/BBB(S&P/ムーディーズ/フィッチ)の格付と50%の資本性が指定されることが見込まれている。

(iv) 2021年6月3日-2020年度の配当における株式による配当オプションの結果

EDFの株主の間で、配当を株式の形式で受領する配当オプションが支持された。2021年5月14日(当日を含む。)から2021年6月1日(当日を含む。)までのオプション行使期間の終わりまでに、配当受領権の94.51%について、この配当オプションが選択された。

フランス商法第L.232-18条および当社の定款第25条に従い、EDFの2021年5月6日付定時株主総会において、2020事業年度に関する普通配当については株式1株当たり0.21ユーロの配当金、特別配当については株式1株当たり0.231ユーロの配当金を支払うことが決定され、新株の形式で受領する配当オプションを付与することとなった。

配当として交付される新株の発行価格は、1株当たり10.64ユーロである。この価格は、定時株主総会の開催日より前の20取引日におけるEDF株式の始値の平均株価から、支払配当金および10%を差し引き、すべてユーロセントの単位に切り上げた値に相当する。

かかる取り決めにより、57,908,528株(発行後、株式資本の約1.87%を占めた。)の新株の発行が行われ、交付され、2021年6月7日以降ユーロネクスト・パリにおける取引が許可される。新株は、即時行使可能な配当受領権とともに発行され、当社のサイトで入手可能である当社定款および2020年*Document d'Enregistrement Universel*に記載されているとおり、発行済普通株式と同様の権利(*jouissance courante*)および条件を付与する。株式による配当オプションを選択した株主に対する現金による支払配当金は、149.20ユーロとなった。

2020年度の配当を株式の形式で受領することを選択しなかった株主に対する現金による支払配当金の残高合計は、約36.2百万ユーロとなり、2021年6月7日に支払われた。

(v) 2021年6月10日-EDF、MeridiamおよびSIFCAが、アフリカ西部最大のバイオマス発電所に係る融資契約をProparcoおよびEAIFとの間で締結

EDF、Meridiamおよび農工業グループであるSIFCAは、BIOVEA Energie(EDF:40%、Meridiam:36%、SIFCA:24%による再編成。)プロジェクト会社として、Proparco(AFDグループ)および新興アフリカ・インフラ・ファンド(PIDGグループ)との間で、コートジボワールにおける46MWのバイオマス発電所プロジェクトの融資契約(これは、プロジェクトのすべての契約書類の完成に向けた大きな一歩となる。)を締結した。ProparcoおよびEAIFは、本契約の条件に基づき、プロジェクトの総推定費用232百万ユーロの77%に相当する165百万ユーロの融資および13百万ユーロの助成金を提供する。残額は、BIOVEA Energieの株主が負担する。BIOVEAは、アビジャンの東100kmに位置するアボイソの町に建設されるアフリカ西部最大の農業廃棄物発電所で、年間1.7百万人分相当の再生可能電力の需要を満たすことになる。

同バイオマス発電所は、2021年9月に着工し、2024年に運転を開始する予定である。同発電所は、2030年までにエネルギー構成の42%を再生可能エネルギー源で賄うというコートジボワールの目標に貢献する。また、委託期間中(運転開始後25年間)、同国の温室効果ガス排出量を二酸化炭素4.5百万トン削減すること(同プロジェクトは、UNFCCCのクリーン開発メカニズムの認証を受けている。)に貢献する。

真の循環型経済プロジェクトである同発電所は、特に廃棄物を利用した現地のバイオマス部門の開発を通じて、農業部門およびコートジボワールの農工業部門にポジティブな影響を与える。実際に、バイオマス燃料には、現地の作物であるヤシの葉の残滓が利用される。同プロジェクトにより、農村部の人々の生活環境が改善され、約12,000人のプランターの年間収入が最大で20%増加する。また同プロジェクトは、村のプランテーションにおける良い農業習慣および収穫量の増加を促進することで、森林破壊や粗放農業への対策にも貢献する。最後に、プランターは、燃焼灰を天然の肥料として利用することもできる。

このプロジェクトは、EDFの存在意義に合致しており、かつポジティブな影響を与える持続可能なインフラを構築するという、ミッションドリブンな企業としてのMeridiamのコミットメントを強化するものであり、国連が設定した以下の持続可能な開発目標(SDGs)の達成に直接的に貢献する。

- ・強靱なインフラを構築し、すべての人に恩恵をもたらし、イノベーションを促進する包括的で持続可能な産業化を促進する（SDG 9）。同プロジェクトにより、当該地域において、建設期間中に少なくとも500の地元雇用が創出される。また、運転期間中にフルタイム相当量で1,000を超える直接雇用を創出するとともに、大きな経済的波及効果を生み出し、多くの安定した間接雇用や誘発雇用を創出することで、長期的な経済発展を促進する。
- ・利用可能でクリーンなエネルギーの提供（SDG 7）。同プロジェクトの発電量は、約1.7百万人分の消費量に相当する年間348GWhであり、コートジボワールにおける再生可能エネルギー発電量を10%増加させる。
- ・すべての人のためのディーセント・ワークおよび経済成長の促進（MDG 8）。同プロジェクトは、12,000人の村のプランターの生活環境を改善することで、完全かつ生産的な雇用およびディーセント・ワークの達成に貢献するという目的を完全に達成している。また同プロジェクトは、最高レベルの国際基準を遵守し、労働条件および安全衛生規則に関する活動計画を実施することで、従業員に対して安全で安心な労働環境を提供している。

(vi) 2021年6月14日－台山原子力発電所の原子炉1号機に関する情報

EDFは、CGN（70%）とEDF（30%）によるジョイント・ベンチャーであるTNPJVCが所有し、操業する台山原子力発電所の原子炉1号機の一次回路において、特定の希ガスの濃度が上昇しているとの報告を受けた。

一次回路における特定の希ガスの発生は既知の現象であり、研究され、原子炉の操業手順に規定されている。

EDFはTNPJVCのチームと連絡を取り合い、技術的な助言を提供している。

EDFは、TNPJVCの株主として、経営陣がすべての情報および必要な決定を提示するために、TNPJVCの臨時取締役会の招集を求めた。

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2020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)2018事業年度および2019事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2018年12月31日および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（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2020年*Document d'Enregistrement Universel*、2019年*Document d'Enregistrement Universel*および2018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) 2020年に締結された重要な契約

2020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。

- ・EDF Energyによる、英国における電気自動車の充電スタンドを専門に扱うPod Pointの買収に関する契約（2020年2月13日付）
- ・Energean Oil & Gas（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）との間で締結した、Edisonの探鉱および生産部門の売却契約（2020年12月17日付）

(2) 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のガスの炭鉱および生産に係る資産をEnergean 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）

(3) 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）

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。これらのための研究開発調整制度憲章がグループ・レベルで策定されている。

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2,663人（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。これらは特定の分野、事業ラインおよびプロジェクトに特有のものであり、主要なシステムにおける業務のために一体となる。

EDFの研究開発部門は、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。2020年末、EDFの研究開発部門は、フランスにおいて30の国籍にわたる計1,839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。

2020年、EDFグループは、その存在意義を「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」と定義している。

研究開発部門は、現在この目標の追求に携わっている。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

2020年、EDFグループの研究開発予算総額は685.2百万ユーロであった。これは、主に518百万ユーロに及ぶ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。

フランスにおけるEDFの研究開発部門の運営予算の98%は、脱炭素化およびエネルギー・システムの移行に割り当てられていることに留意する必要がある。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、エネルギーの生産および貯蔵、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、その結果としてパリ協定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に代わって主導される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。EnedisもまたEDFの研究開発部門と合意されたものとは別に、補完的な研究開発プログラムを有する。

① 電力の移行

エネルギー効率、分散型再生可能エネルギーおよび新たなエネルギーの貯蔵ソリューションの開発、法律および技術面（デジタル化およびスマート・メーター）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。

一部はフランス建築科学技術センター（CSTB）と連携して行われた研究開発部門による技術的、経済的および規制上の取組みは、家庭およびサービス部門の建物における電気の利用を一般化することが、フランス政府による国家低炭素戦略で定められた軌道に沿っていることを明確に示している。新築を対象とした最初の環境規制制定前の公開討議段階で共有されたこれらの調査結果は、建築資産がカーボン・ニュートラルを達成するための道筋に確実に乗ることを保証するのに役立ち、早ければ2021年にも最初の経過目標を達成することができる。

建物および産業の電力の移行も、分散型再生可能エネルギーの開発を促進する上で重要な役割を果たしている。基本的なラジエーターから電気自動車の充電スタンドまで、白物家電のアプリケーションの増加を経て、電力アプリケーションはすべて接続され、制御可能になりつつある。これにより、電力システムの柔軟性をより高めることができる。

EDFの顧客はまた、エネルギー利用に関する情報にほぼリアルタイムでアクセスし、省エネの方法について高度なアドバイスを受け、より洗練されたデジタル・インターフェースを通じてエネルギー効率に関する提案を受けるなど、積極的に関与した利害関係者になりつつある。EDFグループの子会社のコネクテッド・ボックスおよびコネクテッド・ステーションは、EDFの研究開発部門によって開発されたアルゴリズムを採用しており、これによりすべてのアプリケーションを動的に管理し、特定の予算、快適性、二酸化炭素排出量または自己発電量に関して家庭が設定した目標を達成できる。

地域における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。

したがって、EDFの研究開発部門は、これらの地域のエコシステムの産業化およびパフォーマンスに貢献している。研究開発部門の研究者たちは、共同自家消費プロジェクトにより生じるエネルギー・コミュニティの法的小規模および経済的な構造化に加えて、地域の発電および電力消費のリアルタイム・モニタリングに関する技術的障壁の克服にも役立っている。

データ関連の問題は、冷暖房ネットワークの分野にも存在する。EDFの研究開発部門は、その動作を最適化するためのネットワークのデジタル・ツインの設計に役立っている。

研究開発部門はまた、フォス・シュル・メールおよびダンケルク港における産業間のコミュニティの活性化に貢献したり、地域レベルでのエネルギーおよび原材料の最適化に関する実験プロジェクトを実施するなど、地域を支援している。

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て）再利用するための据置型アプリケーションについても検討している。研究開発部門は、長期的に、電解槽および充電スタンドを含むモビリティならびに重量物輸送および軽量自動車のための燃料電池に使用される水素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（すなわち、スマート・グリッド）に関するものである。これにより、技術的、経済的および規制上の課題が提起されるだけでなく、以下の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。特にEU-SysFlexプロジェクトの一環として、EDFの研究開発部門は、2030年までに欧州において50%の再生可能エネルギーを達成するという目標を達成するため、欧州の34のパートナーと共同で新たな柔軟性の源を開発している。
- ・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。
- ・欧州において電力フローを最適化すること。
- ・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。

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。）。

（イ） EDFグループによる、二酸化炭素排出量の少ない原子力発電の増強および長寿命化

（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、三者協議組織の一環として、CEAと共同で研究開発に取り組んでおり、かかるパートナーシップは2020年に更新された。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。かかる方針は、2020年には既に25の構成要素で構成されており、デジタル技術、安全性およびリスク管理、原材料、構造ならびにそれらの製造を中心に構成されている。例えば、いくつかの技術的構成要素は、部品の劣化に関するメカニズムおよびEDFグループの原子力ユニットの耐用年数へのその影響に関する知識を取得し、活用することを目標としている。その他の構成要素は、地震または閉鎖空間での火災等、発電所への脅威をより良くモデル化することを目指し、大規模なデジタル・シミュレーションと組み合わせた現象論的アプローチを開発している。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・シミュレーション・ツールおよび実験用のテスト・ツールならびに著しく増大するデジタル・データ、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術により生じる新たな課題に対処する能力を備えた手段を開発している。

2020年、維持管理における新しい構想を実験することを目的としたConnexLabの経験の成功に後押しされ、研究開発部門は、「デジタル・リアクター」プロジェクトを立ち上げた。これは、原子炉物理学の分野において革新的なシミュレーション製品およびサービスを開発するために、9つの主要なパートナー(EDF、CEA、Framatome、中小企業（SME）、MSEおよび学術機関)を集結するという点で、原子力業界において注目に値する。

かかるプロジェクトにより、すべての事業者が自社の施設を複製したデジタル・ツインを所持できるようになり、原子炉運転の訓練が可能になる。また、業界で働くエンジニアリング部門および設計会社に、利用可能なコンピューティング能力および最先端の科学プログラミングの両方の観点から、利用可能な最良の技術に基づいたコンピューティング環境を提供する。

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

2020年の技術およびエンジニアリング部門の実績は、以下の通りである。

- ・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挙動の分析を含む。
- ・事故について熱水力学解析を行う新しいソフトウェアであるCATHARE 3および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）。
- ・主な原子炉構成要素の設計。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最大60年の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。
- ・研究時間短縮のための高度な学習法の活用。

これらの開発の一部は、CEA、EDFおよびフランス放射線防護原子力安全研究所（*Institut de radioprotection protection et de sûreté nucléaire*またはIRSN）とのパートナーシップによるものである。

設置基盤事業部門のサービス活動の発展は、溶接手順の管理、PWR発電所およびBWR発電所の介入装置の継続的な改善ならびに顧客のパフォーマンスを向上させる革新的なデジタル製品およびサービス提供の統合など、大きな進展をもたらした。

プロジェクトおよび部品事業部門では、Framatomeのル・クルーズ工場がEPR 2プロジェクトの低合金鋼部品製造の信頼性を確保するためのプログラムを継続し、ESPN規制の要件に準拠するために、新しい製造プロセスを使用して製造されたデモ部品の完全な特性解析を行った。Industeelと共同で研究した高トン数インゴットの炭素マッピングにより、2021年に一次蒸気発生器基盤の鍛造を偏析なしに適応させることが可能になる。

原子力計装制御（I&C）事業部門は、特にTELEPERM XSと互換性がある次世代の高セキュリティ・デジタルI&Cを中心に、原子力計装および安全制御製品の開発を継続している。これは、将来のI&C改修プロジェクトの要件に対応し、パフォーマンス、コンパクト性、堅牢性および脅威に対する耐性の強化における主要な技術イノベーションを提供する。

（ii）再生可能エネルギー、貯蔵および水素の開発支援

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り、これは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。

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（熱および低温）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これらの新技術（太陽光電池、電気化学電池、電解槽および風力タービン）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を基礎にした発電システムのプロジェクト、貯蔵プロジェクトおよびEDFグループの低炭素電力による電気分解力による水素生成システムの費用の最適化についても取り組んでいる。

（iii）発電所の環境受容性

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。研究開発部門の取り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進化していく方法に貢献すること。
- ・当社の発電所が経済的に許容できる費用で、利用可能な最良の技術に比肩することを正当化することおよび新たなプロジェクトにおいてこれらの利用可能な最良の技術を活用すること。
- ・当社の地上および水域の環境に及ぼす影響を認識し、管理すること、当社の改善計画を活用することならびに当社の副産物を制限し、強化すること。
- ・例えば、将来の気候変動を踏まえて発電所の放熱板の頑健性についてより理解することにより、気候変動の新たな進行の予測および対処法を知ること。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。生物多様性に及ぼす影響を評価し管理する高性能なツールの開発を模索する野心的な研究プログラムが現在進行中であり、EDFの発電資源が生物多様性に与える影響に関するより良い科学的知識を得るとともに、発電施設周辺の生物多様性を継続的に改善するために、直ちに使用できる結果を提供する。

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。

2020年には、当該プログラムにおいて現在人工知能が果たしている中心的な役割が確認されている。第一に、膨大な量のデータの価値を活用できる基盤技術として、第二に、サイバー・セキュリティ（侵入検知）およびデジタル・シミュレーション（物理モデルおよび統計モデルのハイブリッド化、IoTならびにブロックチェーン）などのその他のデジタル技術との連携を強化することである。

業界向け人工知能マニフェスト (*Manifeste de l'IA pour l'industrie*) に続いて、当社はThalesおよびTotalとともに人工知能に特化した共同研究所を立ち上げており、特に重要なシステムに関連した産業的課題に適した手法を開発することを目的としている。説明可能性、強化学習ならびに人工知能およびシミュレーションを網羅する野心的なロードマップが策定されている。

当社は、過年度と同様、人工知能タスクフォース、IoTタスクフォースおよびブロックチェーン・タスクフォースなどの画期的なデジタル技術に関して当社グループのタスクフォースが行った作業に幅広く貢献している。かかるプログラムが、特に生産データの転送セキュリティおよび電力起源のトレーサビリティなどの多数のユースケースの創出において重要な役割を果たしていることに留意すべきである。

本年、研究開発部門はEDFの5Gタスクフォースの調整を委託され、当社グループの事業ラインのための7つの主要なユースケースを実験的に特定している。研究開発部門の仕事は、5Gリビング・ラボ、サイバー・セキュリティの研究および技術観察に重点を置いている。

シミュレーションに関して、当社はシミュレーションのための当社のソフトウェア環境の詳細な見直しを開始し、新たな、よりユーザーに配慮した使いやすい資源を構成する機械シミュレーション・プラットフォームを考案している。約20年にわたる開発の成果として、主導的な市場ツールに対して完全なベンチマーキングを実施することで、当社の戦略を強化し、当社の研究のための主要なモジュールに重点を置くことができる。

デジタルへの移行を支援するため、研究開発部門は、2021年に15PFLOPSの合計公称出力を持つ強力なスーパーコンピューターに継続的に投資している。これは、物理学シミュレーションの研究および人工知能のための自動学習モジュールに不可欠である。

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って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（新興企業、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。2020年、新興企業および革新的な中小企業との間で45のパートナーシップを締結している。

④ EDFの国際的な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、フランスおよび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。フランスにおける主要な学術的なパートナーは、フランス国立科学研究センター（CNRS）であり、2019年には、EDFはCNRSとの間のパートナーシップ包括協定を5年にわたって更新した。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的に扱う共同チームを結成する機会であり、これによって共同プロジェクトへの参加に関し大変有利となる。2020年、ラ・ロシェル大学環境工学科学研究所およびCNRSが共同で建物エネルギー（建物外面、室内空調の質およびエネルギー効率、都市施設ならびにエネルギー）の研究を行う共同研究協定4EVLabが更新された。EDF、Framatomeおよび国立インサ工科大学リヨン校（INSA）が溶接のデジタル・シミュレーションの分野で協力する新たな共同研究所も立ち上げられた。

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。

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、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。

その他の進展は、サントラルスベレック、ENSパリ・サクレ、CNRS、GRGMおよびEDFからなる地震に関するSEISM利益グループならびに国立先端技術学校（ENSTA）、CNRS、CEAおよびEDFからなる機械科学・産業応用研究所（*Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles*またはIMSIA）共同研究ユニットを含む、パリ・サクレのキャンパスのエコシステムにおけるいくつかのパートナーシップを含む。

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。EIFERは、水素産業のレファレンス・センターである。この点において、EIFERは産業市場および大型車両向けの水素ソリューションの商業開発を専門に扱うEDFグループの子会社であるHynamicsを支援している。EIFERチームはまた、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関するトピックにも全面的に携わっている。

EDF研究開発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およびEDF UKが複数の原子炉の供給停止を発表したことに伴う廃炉作業）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、フランス内外にお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。

イタリアにおいて、Edisonの研究開発・技術イノベーション部門（RD&TI）は、中長期的な戦略支援を行い、短期的にはEdisonの新しいサービスおよび提供の開発について情報を提供している。特に、Edisonの研究開発活動は、スマート・ホームおよびIoT、先進的な太陽光電池、エネルギー貯蔵ならびに電気モビリティ（特に自動車から送電網および自動車から住宅へのソリューション）といった主題に重点を置いている。従業員および研究所は、主にイタリアの2つの工科大学（ミラノおよびトリノ）のイノベーション・スペースに位置するOfficine TorinoおよびOfficine Milanoとして知られる2つの場所に所在しており、連携を促進し、Edison RD&TIをイタリアのイノベーションおよび研究に係る業界に強固に根付かせている。

北京センターは、スマート・グリッド（直接電流リンク、5G）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。）。2020年、かかるセンターは、研究開発フランス部門の支援を受けて、EDF ChinaがYuansuanと連携して行う新規のデジタル事業の立上げに大きく貢献した。かかるセンターはまた、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おいても活動している。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、当グループ内でのイノベーションに貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門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、子会社であるEDF Renewables North Americaに対する直接的な支援、専門チームによる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。2020年、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デモンストレーターとともに開発および検証した、再生可能エネルギーを使用した価格競争力のあるマイクロ送電網ソリューションの産業化に特に重点を置いていた。

（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、技術イノベーション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

2020年末現在において、EDFおよびEnedisのポートフォリオには、716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、2,103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、EDFの外部イメージに貢献すること、研究者の動機付けを強化することおよび発明を最大限に活用することを目的としている。

EDFは、2020年に66件の特許申請を行った（2019年は61件）（*Enedis*は5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。

2020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558の名称が存在し、1,440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】

2020年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記10.3「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」、注記10.4.1.1「使用権資産の変動」、注記10.5「フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産」、注記10.6「建設中の資産」および注記11.1「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」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】

(2020年12月31日現在)

授 権 株 数(株)*	種 類	発行済株式総数(株)	未発行株式数(株)*
—	普通株式	3,099,923,579株	219,579,139株**

* フランス法の下では、授權株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

** 当社は2020年9月8日に新株予約権および株式交換権付無担保上位債(*obligations senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes*) (以下「本社債」という。)を発行した。上記の株式数は、本社債の転換に際して発行される可能性のある新株の最大数である。

②【発行済株式】

(2020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	3,099,923,579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】

(2020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 の支払い
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 払い
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 の支払い
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 払い
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 の支払い

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 の支払い
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 の支払い
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 の支払い
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 の支払い
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 の支払い
2020年 9月30日	3,697,507株 (減少)	3,099,923,579株	(減少)	1,549,961,789.50	EDFの自己株式の 消却

* 当社は2020年9月8日に本社債を発行した。本社債の転換に際して発行される可能性のある最大株式数は、2020年12月31日現在219,579,139株である。本社債の額面金額は1券面当たり10.93ユーロであり、1券面につき1株の割合で普通株式に転換または交換される。1株当たりの資本組入額は、総額290,000,000ユーロの範囲内で、本社債の転換に際し当社により決定される。

(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。

	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在		2018年12月31日現在	
	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	83.68	2,593,960,583	83.58	2,518,498,450	83.67
機関および 一般投資家	463,040,491	14.94	463,147,431	14.92	453,361,661	15.06
従業員	42,092,505 ⁽ⁱ⁾	1.36	41,630,134 ⁽ⁱⁱ⁾	1.34	34,679,546 ⁽ⁱⁱⁱ⁾	1.15
自己株式	830,000	0.02	4,882,938	0.16	3,728,019	0.12
合計	3,099,923,579	100	3,103,621,086	100.00	3,010,267,676	100.00

(1) EDFに対するフランス政府の持分には、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式328,349,361株の割当てが含まれる。

(i) 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1.23%に相当する38,075,245株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。また、かかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.13%の株式に相当する約4.017百万株が含まれている。

(ii) 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にもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.13%の株式に相当する約4.1百万株が含まれている。

(iii) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.01%に相当する30,453,101株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。またかかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.14%の株式に相当する約4.2百万株が含まれている。

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、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。

2020年10月、フランス政府は、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式の割当てを61,000,000株減少させた。

当社は、2020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、2020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。

	2020年12月31日		2019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	83.68	2,593,960,583	83.58

欧州の機関投資家(フランスを除く。)	143,898,238	4.64	128,064,805	4.13
その他地域の機関投資家	176,371,418	5.69	196,362,093	6.33
フランスの機関投資家	81,640,550	2.64	74,924,143	2.41
民間による株式保有	61,130,285	1.97	63,796,390	2.05
従業員による株式保有	42,092,505	1.36	41,630,134	1.34
自己株式	830,000	0.02	4,882,938	0.16
合計	3,099,923,579	100.00	3,103,621,086	100.00

(*) EDF株式資本に対するフランス政府の持分には、EDF株式389,349,361株の割当てから2020年10月に返還されたEDF株式61,000,000株を差し引いたEDF株式328,349,361株の割当てが含まれる。

2020年12月31日にフランス政府（EDFに対するフランス政府の持分には、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式328,349,361株の割当てが含まれる。）は、EDFにおいて2,593,960,583株および4,723,109,672個の議決権を保有していることを表明した（すなわち、EDF資本金の83.68%および議決権の89.05%（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を踏まえた理論上の二重議決権数に基づき算出された。））。フランス政府は、2018年の配当金の残額、ならびに2019年度および2020年度に係る配当金について株式として受領することを誓約している。フランス政府は2021年度の誓約について更新した。

2020年12月31日	株式	資本金 (%)	理論上の 議決権数	理論上の議 決権数(%)	株主総会で行使可 能な議決権	株主総会 で行使可 能な議決 権(%)
EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceを含む政府	2,593,960,583	83.68	4,723,109,672	89.05	4,723,109,672	89.07
従業員による株式保有	42,092,505	1.36	74,964,231	1.41	74,964,231	1.41
個人および機関投資家による株式保有	463,040,491	14.94	504,900,795	9.52	504,900,795	9.52
自己株式	830,000	0.02	830,000	0.02	-	-
合計	3,099,923,579	100	5,303,804,698	100	5,302,974,698	100

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】

2020年12月31日現在、フランス政府は、EDFの資本の83.68%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
2017年	2,927,438,804	0.46 ⁽²⁾	1,341,187,189.41 ⁽³⁾	2018年6月19日
2018年	3,010,267,676	0.31 ⁽⁴⁾	933,556,364.41 ⁽⁵⁾	2019年6月18日
2019年	3,050,969,626	0.15 ⁽⁶⁾	456,888,323.70 ⁽⁶⁾	2019年12月17日

(1) 自己株式控除後。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 2019年の中間配当である456,888,323.70ユーロは2019年12月17日に支払われ、うち429,635,913.60ユーロの新株、27,252,346.20ユーロの現金および63.90ユーロの差額の支払いから構成される。

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。

COVID-19の健康危機を踏まえ、EDFのすべての利害関係者に対して必要な連帯と責任を示すため、2019年12月31日に終了する事業年度の配当を2019年の中間配当に限定することを、2020年5月7日の株主総会で決定した。

さらに、EDFは2020事業年度についての中間配当は行っていない。

2021年2月17日の取締役会で、取締役会は、2020事業年度は1株当たり0.21ユーロの配当金（増額配当を除く。）を分配することを、2020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招集される2021年5月6日開催の株主総会に提案することを決議した。2020事業年度の支払配当の残額は、増額配当から利益を得る株式については1株当たり0.231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、2021年5月14日（同日を含む。）から2021年6月1日（同日を含む。）まで、行使することができる。遅くとも2021年6月1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い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、2021年6月7日に支払われ、配当落期日は2021年5月12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.22-10-10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経営執行の方法（「第5 3（1）②（ii）経営執行の方法－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）会長兼最高経営責任者に適用される報酬方針」を参照。）

上記の特別な法令および規則に加えて、以下の表において、当社が適用していないAFEP-MEDEF規約勧告および関連する説明事項を示している。

AFEP-MEDEF規約勧告	当社の状況	説明	本書における関連箇所
取締役による当社株式の保有 勧告20： 「(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単一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（iii）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23： 「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。 (中略) 株式の保有に関するこの目的が達成されるまでの間、企業の役員は、取締役会が定めるとおり、行使後のオプションまたは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 (ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」および「第5 3 (4) ① (iv) スtock・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21.1： 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 (iii) 取締役の報酬総額」を参照。

② 取締役会の機能

取締役会内部規則（www.edf.fr）は、取締役会の機能の原則、ならびに取締役会およびその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。当該内部規則は、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。当該内部規則は、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。）。

(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日付政令を施行する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年以降、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は、EDFの定款第13条に従い、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、当該取締役について取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、交代し、更新されている。当該規定に従い、2020年5月7日に開催された株主総会は、取締役会の期差による交代制を維持するために、4年の法定任期の例外として、クレール・ブディニ氏の取締役としての任期を3年間更新した（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。

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条および第25条の規定に従い、従業員により選任された取締役は、その任務遂行に重大な懈怠があった場合、取締役の過半数の要請による略式手続の形で、大審裁判所（高等裁判所）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） 経営執行の方法－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（「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、取締役会は年に1回、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。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出席しない会議（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、当社の活動における企業としての課題および環境的課題ならびに2020年に採択され、その実施が注視される当社の存在意義を考慮し、当社の利益に沿って、当社の事業の方向性を決定し、その遂行を保証する。取締役会は、当社および当グループの主要な戦略的、経済的、財務的または技術的な目的を決定する。株主総会に明示的に帰属する権限に従い、また、当社の企業目的の範囲内で、取締役会は、当社の円滑な運営に関する課題について検討することができ、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、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、汚職および利益誘導を防止し、検出する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ための方針を導入していることを保証する（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当社の方針について毎年審議し、フランス労働法第L.2312-17条および第L.2312-19条に従い、EDF社会・経済中央委員会に提出される当社の戦略的な目標を定める。

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買の取引。当社または当グループの戦略的な目標に一致しない取引については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。
- ・ 1プログラムにつき350百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業プログラム。
- ・ 200百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる不動産取引。
- ・ 5十億ユーロ（またはその他通貨での同等の金額）を上回る場合の一定の金融取引（長期借入、債務管理、証券化取引またはヘッジ取引）。
- ・ 350百万ユーロを上回る金額、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、取締役会にて詳細な情報が事後報告されなければならない。）。
 - －炭素、燃料油ならびに二酸化炭素排出権および割当量については250百万ユーロ。
- ・ 当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における1社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる、当社が締結する戦略契約。

取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産の形成、管理およびリスク管理についての方針の枠組みを定め、特に資産負債管理および資産割当戦略について決定を行う。原子力監視委員会が専用資産について非上場資産への投資に関する計画に関して否定的な意見を示した場合、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する（「第5 3（1）③（i）原子力監視委員会」を参照。）。

フランス・エネルギー法第L.311-5-7条に従い、政府委員は、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、かかる投資判断に反対することができる。

(iv) 取締役の独立性の審査

取締役の合計人数	18
社外取締役の人数	5
社外取締役の割合*	41.7%

*従業員を代表する取締役は除く。

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約は、支配株主を有する会社において、取締役会の定員のうち3分の1以上を社外取締役とすることを推奨しており、社外取締役の比率の算定において従業員を代表する取締役は考慮されない旨を規定している。

以下の表は、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準をまとめたものである。

独立性の基準**基準1：過去5年間で従業員または役員であるか否か**

現在または過去5年間に、当社の従業員もしくは執行役員、当社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役、または当社の親会社もしくは当該親会社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役ではないこと。

基準2：取締役相互派遣関係

当社が直接的または間接的に取締役のポジションを保有する会社、または従業員が取締役に任命されたかもしくは（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は年次報告書に明記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、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、その独立性の状況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。

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（「第5 3（1）③取締役会の委員会」を参照。）は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮して、取締役の個々の状況について検討した。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、クレメル氏およびプティコラン氏が社外取締役に分類されることを確認した。

2021年2月9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、取締役の状況について検討した。

当該委員会は、ジャン・ベルナール・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、当該委員会は、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上級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2020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、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が役員もしくは上級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結論を下した。

当該委員会の意見を受け、取締役会は2021年2月17日の会議において、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個々の状況について検討し、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に従い、各取締役の独立性を確認した。取締役会は、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判断した。

2021年3月15日現在、以上により、当社の取締役会においては、AFEP-MEDEF規約に従って算定した場合、12名の取締役中、5名が社外取締役であり、社外取締役の比率はAFEP-MEDEF規約の勧告を上回っている。

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取締役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
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
ブルーノ・クレメル	×	×	×	×	×	×	×	×	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、独立した外部のコンサルタントが上記審査を3年ごとに行い、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。

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。取締役は、かかる質問表に無記名で回答し、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（会長兼最高経営責任者が出席しない会議。）において発表され、議論された。

2020年の3か年審査

直近の外部審査は、ガバナンス問題を担当する委員会の指導の下、独立委員会によって2016年に実施された。したがって、取締役会の業務に対する各取締役の個別貢献度が分析された。

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年間延期することが決定されたため、当該審査は2020年に実施された。かかる審査は、任命報酬およびガバナンス委員会の監督の下、入札後に選定された外部の専門企業によって実施された。かかる審査は、専門企業が当該委員会委員長と協力して作成した質問表および面談ガイドに基づき、各取締役との綿密な面談を通して、2020年度第3四半期中に実施された。

かかる審査の結果は、2020年12月9日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議において検討され、その後、2020年12月16日に取締役会に提示された。

かかる審査の結果によって、取締役が、取締役会およびその委員会の業務の質がここ数年間にわたり改善し続けていると示されていることが示された。取締役は、取締役会がプロ意識を持って献身的に取り組んでいると考えている。取締役全員の質および意見の多様性は正当に評価されている。活発な議論は、特に提供された情報の透明性および取締役のコミットメントに基づき、建設的であると考えられる。取締役は、取締役会およびその委員会の業務の機能および組織が精密であり、当社の複雑性に適合していると考えている。

改善すべき点として、取り上げられた議題の選別について継続的に議論することで取締役会の業務に優先順位をつけること、当グループの主要なオペレーショナル・リスクの監視にさらに貢献すること、最後に、エネルギー部門および可能であれば国際的な大企業の上級管理分野における取締役会のスキルの強化を主とした構造的な議題について、取締役会およびその委員会の貢献をさらに強化することを目的とした行動が挙げられる。

この外部審査の一環として、取締役会の業務に対する取締役の個別貢献度の分析が行われた。独立コンサルタントは、前回の2016年の審査と同様に、各取締役に対して個別かつ内密のフィードバックを行った。

(vi) 取締役への情報提供および研修—デジタル化

会長兼最高経営責任者は、取締役がその職務を遂行するために必要な情報を有することを保証する。当該情報は、取締役が最善の状況下で職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。また、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も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、EDFおよび当グループに関する主要指標の四半期ごとのモニタリングを提供し、より一般的には、問題の重要性や緊急性に応じて取締役会の間に有用な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。2020年以降、健康危機を背景に、取締役会はリモートで会議を開催する際、安全なビデオ会議ツールを使用している。

(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、あらゆる状況において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、直ちに取締役に報告することが必要とされている。

取締役は、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、職務を適切に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に報告する必要がある。

(viii) 2020年度における取締役会の活動

	2020年	2019年
会議の回数	9*	12*
平均出席率	96.3%	91.7%
会議の平均時間	3時間27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、2020事業年度中の取締役の個別の出席率を示している。

取締役	2020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	100%
クレール・ボルドゥナーヴ	100%
ジャッキー・ショラン	89%
ブルーノ・クレメル	100%
フランソワ・ドラットル	89%
ジル・ドゥノワイエル	100%
カリーヌ・グランジェ	89%
マリー・クリスティーヌ・ルブティ	89%
コレット・ルウィネ	100%
ローランス・パリゾ	100%
クレール・プディニ	100%
フィリップ・プティコラン	78%
ジャン・ポール・リニャック	100%
ヴァンサン・ロデ	100%
ミシェル・ルソー	100%
クリスチャン・タクシル	100%
マルタン・ヴィアル	100%

2020年、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、とりわけ、企業責任委員会の意見を受けた後2020年5月7日の株主総会に提出する前のEDFの存在意義の草案、EDFの事業戦略、EPR 2計画の継続およびフランスの新規の原子力発電の見通し、Enedisの戦略および見通し、複数年にわたるエネルギー計画に基づく企業戦略計画、フェカンの洋上風力発電プロジェクトに係る最終投資決定、フランス領ギアナのラリヴォ発電所の建設プロジェクト、グリーンボンド（OCEANES Vertes）の発行、Edisonの探鉱および生産事業の売却案の進捗、エクセル計画の実施の進捗、フラマンビル、ヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCのEPRプロジェクトの進捗、グラン・カレナージュ（Grand Carénage）計画の進捗、当社の核燃料サイクルに関する戦略、エココンバスト・プロジェクトの進捗、職業および給与の平等に関するEDFの方針、EDF社会・経済中央委員会との協議を視野に入れた当社の戦略的方向性、ならびに取締役会およびその委員会の外部審査の結果（「第5 3（1）②（v）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）の検討および／または承認を行った。

取締役会は、2020年3月に、健康危機の管理と当グループの事業継続計画のみに関する臨時会議を開催した。その後、直近の事業年度の各取締役会において、危機下の当社、当社グループおよび従業員の状況についての説明が行われたほか、フランスの原子力発電所および当グループの主要なプロジェクトに対する危機の影響についても説明が行われた。これにより、取締役会は、当グループの事業継続性が可能な限り最良の条件で確保されていること、この状況下で当グループの主要なリスクの変化が注意深く監視されていることおよび従業員の健康が守られていることを保証することができた。

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年に1回議論する。2020年戦略セミナーにおいて、取締役会は、2050年のカーボン・ニュートラルに関するコミットメントおよび機会、欧州の類似会社および石油会社の戦略、2050年までにフランスのエネルギー構成を脱炭素化するためのシナリオならびに輸送部門の脱炭素化に伴う電気モビリティおよび低炭素水素に関する当グループの展望および行動計画について議論した。

最後に、取締役会内部規則に基づき、会長兼最高経営責任者が出席しない会議（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（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。取締役は

非公開の会議を対面で開催することが望ましいと考えたため、2020年の健康危機に関連する困難を勘案し、当該会議は、衛生状態が許せば開催するということで2021年度第1四半期に延期された。

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特定の問題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。

各委員会の委員、機能および任務は、取締役会内部規則の規定による。

各委員会は、取締役会により選出された取締役を3名以上含み、取締役会が各委員会の委員長を任命する。当社の定款により、各委員会は、従業員を代表する取締役を1名以上含むことが要求されている。

2021年3月15日現在、取締役会の各委員会の委員長は、以下のとおりである。

- ・戦略委員会については、ジャン・ベルナル・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、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

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総合統制部長は、各委員会会議に出席することができる。政府委員は、各委員会に代表として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、当社負担で各委員会の権限内の議題について外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりすることができるが、これ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。

2020年における委員会全体の平均出席率は97.9%であった。各委員会の平均出席率は「第5 3 (1) ③ (i) 原子力監視委員会」から「第5 3 (1) ③ (iv) 任命報酬およびガバナンス委員会」および「第5 3 (3) ①監査委員会」に記載されている。

以下の表は、2020事業年度における各委員会の取締役の個別の出席率を表している。

2020年における取締役の 個別の出席率	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	任命報酬およ びガバナンス 委員会
ジャン・ベルナル・ レヴィ			100%		
ヴェロニック・ベダーグ・ アミルユス				100%	
クレール・ボルドゥナーヴ				100%	
ジャッキー・ショラン	100%		67%	100%	
ブルーノ・クレメル	100%				
フランソワ・ドラットル			100%		
ジル・ドゥノワイエル		100%			
カリーヌ・グランジェ		100%	100%		100%
マリー・クリスティーヌ・ ルプティ	100%	100%			
コレット・ルウィネ	80%	100%			100%
ローランス・パリゾ			100%	75%	
クレール・プディニ				100%	100%

フィリップ・プティコラン	100%			
ジャン・ポール・リニャック	100%			
ヴァンサン・ロデ	100%	100%	100%	100%
ミシェル・ルソー	100%			
クリスチャン・タクシル	100%		100%	
マルタン・ヴィアル		100%		100%

(i) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2021年3月15日現在の原子力監視委員会の構成員の概要である。

原子力監視委員会の委員

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

委員数	6
社外取締役の人数	1
社外取締役の割合*	25%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

原子力監視委員会（NCMC）は、長期の原子力費用の資金調達確保に関する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公表すること、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、原子力施設の廃炉、使用済核燃料の管理および放射性廃棄物の処理に関連す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、NCMCとの協議後、2019年11月19日に取締役会により3年の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。

2020年の活動

	2020年	2019年
会議の回数	3	3
平均出席率	100%	94.4%
会議の平均時間	3時間11分	2時間45分

2020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、専用資産に関わる財務リスクの構成、管理および統制に関する方針に含まれる戦略的配分の変更

に関する作業および議論、原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告書およびそれに含まれる内部統制報告書の更新通知、専用資産に関連するリスクの追跡、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）（ロ）（c）原子力事業に固有の課題」および専用資産の責任ある投資のための憲章を参照。）について検討した。

同委員会の会議には法定監査人が出席する。

同委員会は、2020事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

（ii）戦略委員会

構成員

以下の表は、2021年3月15日現在の戦略委員会の構成員の概要である。戦略委員会の委員でない取締役も同委員会の会議に出席することができる。

戦略委員会の委員

ジャン・ベルナール・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

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的方向性、特に、複数年にわたるエネルギー計画の目標を遵守するために実施すべき行動を定めた企業戦略計画、EDF社会・経済中央委員会の協議を視野に入れて策定された当社の戦略的方向性、公共サービス契約、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検討し、取締役会に意見書を提出する。

2020年の活動

	2020年	2019年
会議の回数	3	3
平均出席率*	96.3%	96.3%
会議の平均時間	3時間13分	3時間5分

*出席率は、（取締役会の全員が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。

2020年において、戦略委員会は、とりわけEDF Renewablesの業績および見通し、EDFの顧客・サービス・地域部門の戦略および当グループのB2B戦略、Dalkiaの戦略的方向性、健康危機がフランスの原子力発電所の産業プログラムに及ぼした影響および2020年－2021年の冬季を乗り越える方法、2021年－2023年中期計画の主な前提条件、EDF社会・経済中央委員会の協議を視野に入れた当社の戦略的方向性ならびに当グループの研究開発方針について検討した。

同委員会は、2020事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

(iii) 企業責任委員会**構成員**

以下の表は、2021年3月15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
ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
クレール・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

*ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス氏は、2020年4月2日に取締役会により企業責任委員会の委員に選任された。

委員数	6
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

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、とりわけ監査委員会と合同で、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を構成する要素、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（iii）（イ）（c）水力発電の安全性」および「第2 3（2）①（i）（ロ）（b）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）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。

気候問題のガバナンスに関する最良の市場慣行および利害関係者の期待に基づき、当社は、2020年に気候責任者を取締役に任命することで気候ガバナンスをさらに強化した。気候変動に関連するリスクおよび機会の監視について、取締役会、企業責任委員会および監査委員会にすでに委ねられている任務に加え、企業責任委員会委員長がEDFの取締役会に対する気候責任者に任命された。企業責任委員会委員長は、EDFの存在意義に沿って、気候責任者として以下について責任を負う。

- ・取締役会会長および執行委員会の気候責任者と連携し、気候変動が当グループに及ぼすすべての影響を取締役会が識別し、取締役会の任務および取締役会が定義する戦略にかかる気候変動問題を組み入れていることを保証すること
- ・執行委員会の気候責任者が企業責任委員会に提示した後、当社の気候戦略を取締役会に定期的に報告すること
- ・取締役会会長と連携し、執行委員会が採択した当グループのカーボン・ニュートラルへの軌跡の実施について、企業責任委員会および取締役会が定期的に検討することを保証すること
- ・企業責任委員会の任務において、当グループが気候変動関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）による勧告をどのように適用し、気候に関連するリスクをどのように報告しているか理解すること

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会に提出することができる。

2020年の活動

	2020年	2019年
会議の回数	4	8
平均出席率	95.8%	87.5%
会議の平均時間	2時間23分	1時間20分

具体的には、2020年において、企業責任委員会は、取締役会の採択および2020年5月7日の株主総会への提出前のEDFの存在意義の草案、当グループの注意義務の実施およびその関連リスク、2019年経営報告書に含まれる2019年非財務実績報告書、2050年のカーボン・ニュートラルへの軌跡、当グループの生物多様性に対するコミットメント、2019年の「My EDF」調査の結果、EDFのオンブズマンに関する2019年報告書、性別、職業および給与の平等に関するEDFの方針および報告書、取締役会による承認前のEDFの経営組織に対する男女平等政策の草案（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）、当グループの安全衛生の方針および点検、当グループの倫理・コンプライアンス年次審査、当グループの新たなCSR体制、EDFグループにおける新しい従業員代表組織と社会対話に関する最新情報、ならびに原子力安全・放射線防護総括監査官および水力発電安全性検査官による2019年報告書を検討した。

同委員会は、2020事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

(iv) 任命報酬およびガバナンス委員会

構成員

以下の表は、2021年3月15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
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、取締役に適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.22-10-8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のすべての構成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に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、かかる意見書も提出する。同委員会は、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の監督に関する2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令を改正）で定める制限内で提言書を作成する。同命令の規定に従い、会長兼最高経営責任者の年間報酬は総額450,000ユーロを超えてはならない。同委員会は、当グループの執行委員会および主要執行役員の報酬方針ならびに取締役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、当社の組織における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、AFEP-MEDEF規約に規定される独立性の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。

2020年の活動

	2020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	1時間22分	24分

2020年において、任命報酬およびガバナンス委員会は、フランス商法第L.22-10-8条およびEDFグループの執行役員の報酬方針に基づき、2020年5月7日の株主総会に提出された役員（会長兼最高経営責任者）の報酬方針、AFEP-MEDEF規約の独立性の基準に対する取締役の個別の状況、取締役1名の任期更新の提案（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）、2019年経営報告書のガバナンスに関する内容、EDFグループのタレント方針および上級管理職の研修・開発制度、取締役会において気候責任者を任命する提案（「第5 3（1）③（iii）企業責任委員会」を参照。）、取締役会およびその委員会の外部審査を担当する独立企業の選定ならびに取締役会に提出する前のその作業の評価について検討した。2021年初めに、同委員会は、執行役員全員の継承計画を検討した。

同委員会は、2020事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

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。

2021年3月15日現在、執行委員会は、執行役員13名および秘書役で構成されていた。

(2) 【役員の状況】

(2021年6月28日現在)

男性役員の数	女性役員の数	役員に占める女性の割合
10	7	41.18%

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、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部の第II章および第III章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17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10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。

2020年1月1日から本書提出日現在までに、パリゾ氏が取締役としての地位を更新しなかったことを除き、取締役会の構成員に変更はなかった。

2020年5月7日の株主総会は、クレール・ブ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年間延長することを決議した。かかる3年間の任期は、2019年以降に導入された取締役会の期差による交代制を維持するために、取締役の4年の法定任期の例外として定められた（「第53（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。）。

また、2019年6月28日および12月18日に、モーリス・グルドー・モンターニュ氏の残りの任期（すなわち、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ために招集される株主総会まで）における後任として、フランソワ・ドラットル氏を選任することおよび2019年12月16日付で辞任したアンヌ・リゲ氏の残りの任期（すなわち、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まで）における後任として、ヴェロニック・ベダグ・アミリュス氏を選任することを取締役会がそれぞれ承認し、株主総会はこれを承認した。

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・ルソー氏およびフランソワ・ドラットル氏の任期は、2020年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集された株主総会にて満了した。このため、取締役会の勧告に基づき、任命報酬およびガバナンス委員会の意見を受けて、2021年5月6日の株主総会は、取締役の任命および／または更新に関する決議を行った。

多様化政策

取締役会および統治機関の女性化

フランス商法第L.225-18-1条および第L.22-10-3条ならびに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%未満となってはならない。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7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45.45%であり、全体の取締役の41.18%である。

また、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、2020年12月16日に開催された取締役会は、当社に適用される統治機関の男女比率の均衡に関する方針を承認し、これにより、2019年11月18日に執行委員会が採択し、EDF内で実施される、当グループのアンビション・ミクステ（Ambition Mixité）計画の目標を達成することが可能となり、執行委員会および上級管理職の役職に関する女性幹部の「ガラスの天井」を取り除くことを目的とした複数のコミットメントが定められた。当社の範囲内で、取締役会が設定した目標は以下のとおりである。

- ・2023年までに業務執行委員会の30%が女性であること
- ・2025年までに執行役員および将来の執行役員の30%が女性であること

これらの目標を達成するために、EDFの経営幹部は、当社の各部門における女性幹部の割合に合わせて目標を調整し、以下の目的で実施された行動計画を追求する。

- ・工業学校の割合よりも高い割合で女性幹部を採用すること
- ・常に男性および女性の候補者を含む各管理職の後継者計画を提示すること
- ・マネージャーおよび将来のマネージャーを対象に「女性の人事評価」を毎年実施すること

また、EDFは、当グループの活動のすべての分野において、公的介入への女性の参加および可視化を促進する。

取締役会は、毎年、男女の職業上の平等に関する方針の評価とともに、その結果を検討する。

最高責任を担う10%の役職（フランス商法第L.22-10-10条）における性別の多様性に関する結果について、当社の上位10%の役職において女性が占める割合は、2018年12月31日現在の27.5%と比較して、2019年12月31日現在は28.1%であった（2021年3月15日現在、2020年12月31日現在のデータは入手できない。）。

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.22-10-10条に従い、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。

ガバナンス問題を担当する委員会の意見に基づき、2019年2月14日の取締役会は、取締役がその展開を促すために、当グループの戦略を考慮した多様化政策および目的を定めた。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に委託された権限に関連して、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。

かかる政策は、2021年5月6日の株主総会の終了時に取締役5名の任期が満了することを背景に、また、2020年の取締役会の独立性の審査で取締役が示した期待を考慮し、2021年2月17日に開催された取締役会によって検討され、更新された（「第53（1）②（v）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

以下の表は、多様化政策に関して取締役会が定めた基準を示している。

基準	当社の状況	目標
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55歳から75歳であり、平均年齢は62歳である。取締役会全体の平均年齢は59.9歳である。	取締役会は、候補者の年齢が、取締役の候補者を選択する上で決定的な要素にはならないという見解を示し、現在の平均年齢に満足しているが、70歳を超える取締役が3分の1を占めてはならないという基準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。）。
男女平等	取締役会の女性の割合は、従業員により選任された取締役を除いて50%であり、取締役会全体の女性の割合は44.44%である。	取締役会は、現在の取締役会の女性の割合に満足しているが、取締役会の構成に変更があった場合に、法律上の基準に準拠して、この割合を上下に変更する可能性がある。
専門的経験およびプロフィールの相補性	取締役会には多様なプロフィールおよびスキルが結集している。	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において豊富な経験を有しており、その経験がEDFの活動および戦略の展開に有利に働く可能性が高いことおよび各取締役のプロフィールが互いに十分に補完し合っていることを強調した。取締役会は、2020年に実施された外部審査にて取締役が提言したように、大企業の経営全般およびエネルギー部門の分野における取締役会のスキルをさらに強化する可能性について、今後の取締役選任時に検討する。
国籍	取締役会には外国籍の取締役はいないが、これまでに国際的な経験を有する取締役が大きな割合を占めている。	取締役会は、2020年に実施された外部審査にて取締役が提言したように、取締役会の国際的専門性をさらに強化する可能性について、今後の取締役選任時に検討する。

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％）。	取締役会は、取締役会における社外取締役の割合がAFEP-MEDEF規約の勧告を上回っていることから、十分であると判断した。取締役会は、かかる割合を維持し、少なくともAFEP-MEDEF規約が支配株主を持つ会社に対して勧告するように、社外取締役の割合を3分の1とする目標を確認した。

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		取締役会における役職				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)	監査委員会	戦略委員会	任命報酬およびガバナンス委員会	原子力監視委員会	企業責任委員会	
株主総会により任命された取締役														
ジャン・ベルナル・レヴィ 会長兼最高経営責任者	66	男性	フランス	0	4		2014年11月23日	2023年3月	6.60		P			
ブルーノ・クレメル	55	男性	フランス	0	1	▲	2019年5月16日	2023年株主総会 ⁽¹⁾	2.12	■				
コレット・ルウィネ	75	女性	フランス	1,969	4	▲	2014年4月11日	2025年株主総会 ⁽²⁾	7.22	■	P	■		
クレール・ブディニ	55	女性	フランス	0	1	▲	2016年5月12日	2023年株主総会	5.13			■	P	
フィリップ・プティコラン	68	男性	フランス	10	3	▲	2019年5月16日	2023年株主総会	2.12	■	■			
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・ベダーク・アミリュス	57	女性	フランス	0	1		2019年12月18日	2023年株主総会	1.52				■	
フランソワ・ドラットル	57	男性	フランス	0	1		2019年6月28日	2025年株主総会	2		■			
ジル・ドゥノワイエル	66	男性	フランス	0	2		2019年5月16日	2023年株主総会	2.12				P	
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	59	女性	フランス	0	1		2012年5月7日	2025年株主総会	9.15	P		■		
ミシェル・ルソー	63	女性	フランス	0	1		2016年9月30日	2025年株主総会	4.74			■		
フランス政府を代表する取締役														
マルタン・ヴィアル	67	男性	フランス	0	3		2015年9月9日	2022年11月20日	5.80		■	■		
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	58	女性	フランス	0	1		2019年11月23日	2023年11月22日	1.60				■	
ジャッキー・ショラン	61	男性	フランス	316	1		2014年11月23日	2023年11月22日	6.60	■	■		■	
カリーヌ・グランジェ	53	女性	フランス	25	1		2019年11月23日	2023年11月22日	1.60		■	■	■	
ジャン・ポール・リニャック	58	男性	フランス	0	1		2007年11月1日	2023年11月22日	13.66	■				
ヴァンサン・ロデ	55	男性	フランス	2,905	1		2019年11月23日	2023年11月22日	1.60	■	■		■	
クリスチャン・タクシル	45	男性	フランス	1,360	1		2014年11月23日	2023年11月22日	6.60	■	■			

(1) 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。

(2) 2025年株主総会：2024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。

■：委員会の委員

P：委員会委員長

▲：AFEP-MEDEF規約に基づく社外取締役

（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 (66歳)

当社における役職 国立理工科大学 (École Polytechnique) を1973年に卒業後、Télécom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TélécomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に本社において業務執行管理者および人事部予算の管理を任され、その後人事部長アシスタントとなる。1986年に郵政・電気通信大臣のジェラルール・ロンゲ氏の事務所の技術顧問に任命される。1988年から1993年の間、同氏は、現在Matra Marconi SpaceとなっているMatra Espaceの通信衛星業務を担当した。1993年から1994年には産業・郵政・電気通信・貿易大臣であったジェラルール・ロンゲ氏の事務所の運営を行った。1995年にMatra Communicationの会長兼最高経営責任者に任命された。1998年に最高経営責任者としてOddo & Cieに入社し、後に経営パートナーとなった。2002年夏に同氏は、Vivendiに入社し、2005年4月まで最高経営責任者を務め、2005年4月から2012年6月までは業務執行委員会委員長を務めた。2012年12月から2014年11月まで同氏は、Thalesの防衛・航空宇宙グループの会長兼最高経営責任者に就任した。ジャン・ベルナール・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。

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⁾

任期满了日 2023年3月

その他の役職 戦略委員会委員長

保有株式数
0

その他の職務および役職
当社における役職
・EDF会長兼最高経営責任者

国籍
フランス

職務／役職	所属	国	
会長兼最高経営責任者	EDF	フランス	L
取締役	Edison	イタリア	G/L
取締役	EDF Energy Holdings	英国	G
取締役	EDF Renewables	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 ⁽³⁾	Société Générale	フランス	L
取締役およびガバナンス・任命・持続可能な開発委員会委員長 ⁽⁴⁾	Faurecia	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 (Conseil français de l'énergie)	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 (Fondation Innovations pour les Apprentissages)	フランス	
理事	世界電力首脳有志の会議	カナダ	
EDFを代表する委員	フランスの原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会 (Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire)	フランス	

理事

産業サークル (Cercle de France
l'industrie)

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

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

-
- (1) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日付で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。
- (3) ジャン・ベルナル・レヴィ氏のSociété Généraleの取締役としての任期は、2021年5月18日に開催された同社の株主総会にて満了した。
- (4) 2021年2月19日から。
- G：EDFグループ会社／L：上場会社

ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス（57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

行政学院（ENA）を卒業。ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス氏は、2019年から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。同氏は、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）およびマニュエル・ヴァルス首相の首席補佐官（2014年から2016年まで）を務めた。

その他の役職
企業責任委員会の委員

その他の職務および役職
社外における主要な役職

- ・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

保有株式数
0

国籍
フランス

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
最高経営責任者	SIG 30 Participations	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会長

(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の法定代理人である。

ブルーノ・クレメル（55歳）

当社における役職 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・パートナーとして投資ファンドのPartechに入社し、2016年5月から最高経営責任者代理を務めている。

株主総会により任命された取締役

取締役に任命された日
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

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・ Partech Partners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 Partners	フランス
会長	Partech Growth GP	フランス
取締役会会長	Ataris	フランス
取締役	Evaneos	フランス
戦略委員会委員	Rouje	フランス
取締役	Sendinblue	フランス
取締役	Made.com	英国
取締役	M-Files	フィンランド
監査役	Exporo	ドイツ

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

フランソワ・ドラットル（57歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役に任命された日
2019年6月28日

再任された日
2021年5月6日

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。

任期満了日
2024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

その他の職務および役職

社外における主要な役職

・フランス欧州・外務省事務局長

その他の役職
戦略委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

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

ジル・ドゥノワイエル（66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

その後は戦略・運営担当の書記長、財務担当の上級執行副社長を務め、当該役職においてCCFのHSBCグループへの統合に重要な役割を果たした。2004年に取締役兼最高経営責任者代理に任命され、中央機能、資産管理および保険を続けて担当した後、すべてのリスク・統制機能および規制当局との関係を担当した。同氏は、2015年から2017年までHSBCの欧州における国際機関関係の代表を務めた。また、同氏は、2006年から2016年までフランスにおいて外国の管理下にある銀行団体の会長も務め、2004年から2016年までフランス銀行協会（*Association Française des Banques*）の会計責任者を務めた。同氏は、2018年5月からDexiaおよびDexia Crédit Localの取締役会会長に就任している。

保有株式数
0

その他の職務および役職
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	
監査役	Memo Bank	フランス	
監査役	Rothschild & Co	フランス	L

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（59歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役に任命された日
2012年5月7日

直近で再任された日
2021年5月6日

任期満了日
2024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

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。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・復興大臣に所属している。

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

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・経済・財務・復興省の財務監察院長

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委員	オートウイユ実習財団 (<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

コレット・ルウィネ（75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
株主総会により任命され （*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
た取締役 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の子会社の原子力エンジニアリ
ング会社である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およびCGGの
取締役でもある。

取締役に任命された日
2014年4月11日

直近で再任された日
2021年5月6日

任期満了日
2024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	Getlink（旧Eurotunnel）	フランス	L
取締役	CGG	フランス	L

保有株式数
1,969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

・Ingenico取締役
・Nexans取締役

フランス国外
・Crompton Greaves（インド）取締役

(1) 直接または利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。
G：EDFグループ会社／L：上場会社

クレール・プディニ（55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年に同社の財務コミュニケーション担当部長、1994年にメディア向け広報担当統括部長および1997年に新情報技術部長に就任した。1998年に同氏は、財務コミュニケーション担当部長としてAlcatelに入社した。これに続き、2001年に財務コミュニケーション・機関投資家向け広報担当部長、2004年に最高財務責任者代理、2006年に人事部・企業広報担当統括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。同氏は、2010年6月に、人事部担当上級部長としてSaint-Gobainグループに入社した。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	
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	その他の職務および役職 社外における主要な役職 ・ Saint-Gobainグループ人事部・デジタル変革担当上級部長、Saint-Gobain執行委員会委員
保有株式数 0	職務／役職
	該当なし
国籍 フランス	所属
	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

フィリップ・プティコラン (68歳)

当社における役職 株主総会により任命され た取締役	数学科を卒業し、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。
取締役会に任命された日 2019年5月16日	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、最高経営責任者および摩擦材料部長の職務を兼任した。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、2020年12月31日まで務めた。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年からフランス航空宇宙工業会（GIFAS）の副会長およびBelcan Corporationの取締役、2019年からPernod Ricardの取締役、2021年2月1日からSuezの取締役ならびに2021年3月1日からKNDSの取締役会会長に就任している。
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 戦略委員会および監査委員 会の委員	
保有株式数 10株	
国籍 フランス	

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・会社取締役

職務／役職	所属	国	
取締役会会長 ⁽¹⁾	KNDS	オランダ	
取締役 ⁽²⁾	Suez	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取締役兼最高経営責任者

(1) 2021年3月1日から。

(2) 2021年2月1日から。

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ミシェル・ルソー（63歳）

当社における役職

フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日

2016年9月30日

直近で再任された日

2021年5月6日

任期満了日

2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

その他の役職

原子力監視委員会の委員

保有株式数

0

国籍

フランス

パリ国立高等鉱業学校（*Mines ParisTech*）をジェネラル・エンジニアとして卒業。ミシェル・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）の副総局長として中小企業による革新的なプロジェクトを支援するための政策の実施の責任者を務めた後、需要・エネルギー市場部門の責任者として経済・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よび再生可能エネルギーの拡大を受けて新たな法律上および規制上の枠組みの構築を担当した。その後同氏は、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発委員会の副委員長を務めた。2011年、同氏はセヌ・ノルマンディ水管理庁長官に任命され、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、2019年より国立研究機構ANR）の理事に就任している。

その他の職務および役職

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*）（BRGM）理事会会長

職務／役職	所属	国
理事会会長	フランス地質・鉱山調査局（ <i>Bureau de recherches géologiques et minières</i> ）（BRGM）	フランス
理事	国立研究機構（ <i>Agence nationale de la recherche</i> ）（ANR）	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

・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）局長

・国立環境・農業科学技術研究所（*Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement*）（IRSTEA）理事

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（67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

国立経済商科大学院（ESSEC）のビジネス・スクールおよび国立郵政通信学院（École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications）を卒業。同氏は、郵政総局財務部の郵政サービス・通信担当長官としてキャリアを開始した。1986年に同氏は、経済・財務省財政部に入省した。1988年から1993年まで、同氏は技術顧問、次長ならびに郵政サービス・通信・宇宙担当大臣、機器・住居・輸送・宇宙担当大臣および郵政サービス・通信担当大臣の事務所長を歴任した。1993年に同氏は、航空会社であり、Air France、La PosteおよびTATの共同子会社であるAéropostaleの会長兼最高経営責任者に任命され、フランス航空輸送組合（Chambre Syndicale du Transport Aérien）およびフランス全国民間航空組合（Fédération Nationale de l'Aviation Marchande）の会長に任命された。1997年末に同氏は、La Posteグループの最高経営責任者に就任した。2002年9月に同氏は、La Posteグループの会長に任命され、それと同時にCaisse Nationale de Prévoyance（CNP）の副会長に就任した。マルタン・ヴィアル氏は、2002年9月にフランス会計検査院に主席顧問として入った。2003年から2014年に同氏は、グランドハンドリング市場において世界的なリーダーであるEurop Assistanceグループの最高経営責任者を務め、またEurop Assistance Holdingの取締役兼最高経営責任者を務めた。また同氏は、Europ Assistanceグループの複数の会社にて取締役会の議長を務めている。2015年1月に同氏は、高齢者に対する援助を提供する会社であるPremium Careを設立した。2015年8月からフランス政府保有株式監督機関の長官を務めるマルタン・ヴィアル氏は、Renault、BpifranceおよびAir Franceの取締役も務めている。

その他の職務および役職

社外における主要な役職

・フランス政府保有株式監督機関長官

職務／役職	所属	国	
取締役	Renault	フランス	L
取締役	Air France KLM	フランス	L
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

・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 (58歳)	
当社における役職 従業員により選任された 取締役	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の理事および2018年から経済・社会・環境評議会の評議員として務めている。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。
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	その他の職務および役職 当社における役職 ・ EDFグループ戦略部門の上級アナリスト
保有株式数 0	職務／役職
国籍 フランス	所属
	国
	評議員
	経済・社会・環境評議会 フランス (<i>Conseil économique, social et environnemental</i>)
	理事
	エネルギー高等評議会 フランス (<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	
・ 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	
・ 電気ガス産業国家基金 (CNIEG) 理事	

ジャッキー・ショラン (61歳)		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	パリ政治学院 (<i>Institut d'Études Politiques</i>) (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の特別顧問である。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。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。	
取締役会へ任命された日 2014年11月23日 ⁽¹⁾		
直近で再任された日 2019年11月23日	その他の職務および役職	
任期満了日 2023年11月22日	当社における役職 ・ EDF原子力発電所・火力発電所部門人事部マネージャーの特別顧問	
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 フ ラ ン ス (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)
保有株式数 316株 ⁽²⁾	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・ 生態学的移行国家諮問委員会 (<i>Conseil National de la Transition Écologique</i>) 委員	
国籍 フランス	・ 経済・社会・環境評議会 (<i>Conseil économique, social et environnemental</i>) 理事	

(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（単位未満を切り捨てた株式数。）。

カリーヌ・グランジェ (53歳)

当社における役職 クルゾ技術短期大学 (*Institut universitaire de technologie du Creusot*) を卒業。

従業員により選任された取締役 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。2020年、同氏はフランスの政治学院 (IEP)およびフランス取締役役協会 (*Institut français des administrateurs*) が合同で発行する会社取締役役証明書を取得した。また、同氏はエネルギー高等評議会 (*Conseil supérieur de l'énergie*) の理事およびオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地域圏の経済・社会・環境評議会 (*Conseil économique, social et environnemental*) の評議員も務めている。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

国籍

フランス

その他の職務および役職

当社における役職

・EDF Hydro経営管理部プロジェクト・マネージャー

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
評議員	オーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地域圏の経済・社会・環境評議会 (<i>Conseil économique, social et environnemental</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

ジャン・ポール・リニャック（58歳）		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	トゥールーズの政治学院（ <i>Institut National Polytechnique</i> ）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。同氏は、EDFの研究開発部（ルナルディエール・センター）にて技術研究者を務め、現在は工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調・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。	
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	その他の職務および役職	
任期満了日 2023年11月22日	当社における役職 ・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
	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		

ヴァンサン・ロデ (55歳)

当社における役職 従業員により選任された 取締役	リヨン第2大学 (<i>Université Lyon II</i>) 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。2020年、同氏はフランスの政治学院 (IEP) およびフランス取締役協会 (<i>Institut français des administrateurs</i>) が合同で発行する会社取締役役証明書を取得した。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	

その他の職務および役職

保有株式数
2,905株⁽¹⁾

当社における役職

・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

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
委員	フランス原子力産業戦略委員会 (<i>Comité stratégique de la filière nucléaire</i>) (CSFN)	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

(1) 利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式 (単位未満を切り捨てた株式数。)。

クリスチャン・タクシル（45歳）		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	ESCPヨーロッパ学校およびドゥエー国立高等鉱業学校（ <i>École de Mines</i> ）を卒業し、エグゼクティブMBAの学位を取得。EDF Gaz de France Distributionに1999年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFグループの監査部門に入社し、その後2009年6月から2014年9月の間Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任された。同氏は、現在Dalkiaの取引・マーケティング部門における主要顧客マネージャーである。2018年、同氏はフランスの政治学院（IEP）およびフランス取締役協会（ <i>Institut français des administrateurs</i> ）が合同で発行する会社取締役証明書を取得した。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。	
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		
任期満了日 2023年11月22日	その他の職務および役職 当社における役職 ・Dalkia取引・マーケティング部門主要顧客マネージャー	
その他の役職 監査委員会および戦略委員会の委員	職務／役職	所属 国
保有株式数 1,360株 ⁽¹⁾	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 ・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> ）（SMDEGTVO）選任代表	

(1) 利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。

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。
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
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 ⁽¹⁾
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
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
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
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
アラン・トランゼール	工業品質および原子力技術総代表 ⁽²⁾
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) 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。

(2) アラン・トランゼール氏は、2020年4月に就任した。

(ii) 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：54歳。国立経済商科大学院 (École supérieure des sciences économiques et commerciales) (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内の技能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・サービス・地域担当の当グループ上級執行副社長に就任している。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：48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

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。同氏は、LuminusおよびEDF Tradingの取締役である。

ベアトリス・ビュフォン：46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：60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。2007年には、EDFグループの共同サービス部門の合理化および専門化を目的としたプロジェクトの責任者に任命され、新しい共同サービス部門の設立および管理を担当した。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、この職務において、特に同社の組織を25の地域部門に簡素化し、ガバナンス体制を見直すプロジェクトを主導した。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。また、同氏はEnedisの監査役会会長ならびにRTE、CTE、FramatomeおよびEDF Energyの監査役を務めている。

グザヴィエ・ジール：52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、CNIMの社外取締役でもある。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：56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三者とのシェアードサービスおよび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：51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世界原子力事業者協会の主要理事会理事である。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：40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、政府関係担当の執行委員会の秘書役としてEDFに入社した。同氏は、2015年に初めて導入された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。2018年には、当グループの貯蔵計画の策定作業を指揮し、現在もその責任者を務めている。同氏は、Enedisの監査役、EDF財団の理事および世界エネルギー会議の欧州地域副会長である。同氏は、2019年7月からイノベーション・企業責任・戦略担当の上級執行副社長を務めている。

シモーネ・ロッシ：52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：62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年までその役職に務めた。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。

アラン・トランゼール：54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*）を卒業したエンジニアである。1991年にPSAグループでキャリアを始めた。地上連絡のエンジニアリングの期間を経て、Peugeot 407のサブシステム・マネージャー、工場品質責任者、チーフ・エンジニアの職務を歴任し、その後、Peugeot 208-2008計画の責任者を務めた。このように、設計から製品化までの工業プロジェクトの管理において、確かな経験を積み、Automotive News Europeからユーロスター2013年最優秀プロジェクトリーダー賞を受賞した。2013年、アラン・トランゼール氏は、PSAグループの予備プロジェクト、モジュール政策ならびに自動運転車、コネクテッド・カー、電気自動車およびハイブリッド電気自動車を含む複合プロジェクトを担当した。2018年から2020年までは、二酸化炭素計画およびその関連するプラットフォームならびに技術モジュール担当のPSAグループの上級副社長であった。2020年3月、同氏は、主要な原子力プロジェクトの工業品質、技術およびガバナンスの強化を目的とした「エクセル」計画の実施を指揮するためにEDFグループに入社し、工業品質および原子力技術の総代表に就任した。同氏は、EDFの執行役員である。

グザヴィエ・ウルサ：54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年まで水工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当の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2015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、同氏はフランス原子力産業協会（*Groupement des industriels français de l'énergie Nucléaire*）（GIFEN）の会長、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。同氏はフランス原子力学会（SFEN）の会長および世界水会議の名誉理事でもある。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、2021年3月15日現在、EDFに関し、取締役および経営幹部の職務と取締役および経営幹部の個人の利益またはその他の職務の間において、潜在的利益相反は存在しない（利益相反に関して取締役会に適用される規則については「第5 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、最近5年以内に詐欺の有罪判決を受けた者または破産手続を行った者、管財人命令を受けた者、清算された者もしくは裁判所命令による管理の対象となった者はいない。

フランス金融市場監督局（AMF）が2016年7月に開始した、EDFの2013年7月1日以降の財務報告に関する調査を受けて、AMF理事会は2019年4月5日にEDFの会長兼最高経営責任者に苦情を通知した。ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、AMF執行委員会の2020年7月28日付決定により免責され、この件については当該決定が最終的なものとなった（「第6 3（2）訴訟」を参照。）。また、ミシェル・ルソー氏は、セヌ・ノルマンディ水管理庁長官として、水処理施設に対して不正とみなされる援助を行ったとして、2018年9月4日に予算財政統制院から罰金を科せられた。EDFが認識する限り、最近5年以内で行政当局もしくは規制当局により訴追または罰則を受けた取締役は他にいない。

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

2020年12月31日現在、2020年12月31日現在在任中の当社の取締役は合計6,722株の株式を保有している。以下の表は、2019年12月31日現在および2020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。

	2020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⁾	316	294
カリーヌ・グランジェ	25	25
コレット・ルウィネ ⁽²⁾	1,969	1,929
ローランス・パリゾ	137	137
フィリップ・プティコラン	10	10
ヴァンサン・ロデ ⁽²⁾	2,905	1,873
クリスチャン・タクシル ⁽¹⁾	1,360	1,263
合計	6,722	5,531

（1） 利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

（2） 直接または利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

2020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かもしくは提言するその他の情報の客観的な公表および特定の利益または利益相反を示す公表に対する技術的措置に関する2016年3月9日付委任規則（EU）第2016/958号、マーケットサウンディングスに関する2016年5月17日付委任規則（EU）第2016/960号、インサイダーリストに関する2016年3月10日付施行規則（EU）第2016/347号、管理職の取引に関する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。

2020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、2021年3月15日現在の監査委員会の構成員の概要である。

監査委員会の委員

マリー・クリスティーヌ・ルブティ	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
ジャッキー・ショラン	委員	従業員により選任された取締役
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
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
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

*プティコラン氏は2021年2月17日に取締役会によって監査委員会の委員に任命された。

委員数	8
社外取締役の人数	3
社外取締役の割合*	75%

*従業員を代表する取締役を除く。

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16.1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。）。

取締役会は、任命報酬およびガバナンス委員会からの意見を受けた後、プティコラン氏が財務および会計に関する専門知識を有していると判断し、2021年2月17日にプティコラン氏を監査委員会の委員に任命した。したがって、プティコラン氏はフランス商法第L.823-19条規定の能力および独立性の両方の基準を満たしていると判断された（「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、行動計画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）、法定監査人の適用法令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。

2020年の活動

以下の表は、2019事業年度および2020事業年度に関連する統計データを示す。

	2020年	2019年
会議の回数	5	6

平均出席率	97.1%	100%
会議の平均時間	3時間7分	2時間31分

2020年において、監査委員会は、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2020年監査計画および監査結果の要点の発表、2021年度予算および2021年－2023年中期計画（MTP）、2020年度の財務書類の決算を目的とした資産価値および原子力引当金の割引率の算出方法の見直し、オフバランスシート・コミットメント、健康危機に伴うリスクの再評価を考慮した更新後のリスク分類、リスク監視およびリスク管理手法ならびに改善イニシアチブの変更、監査計画、内部監査の概要報告書、実施した行動計画のフォローアップ、財務管理および金融リスク統制に関する年次指令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。

2020年、EDFの取締役会が2016年11月3日に承認した手続きに基づき、監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが財務書類の証明以外のサービスを提供することを承認し、当該手続きの条件に基づく事前承認手続きの一環として提供されたサービスについての報告を半年に1回受けた。

監査委員会は、2020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 SAおよびデロイト・エ・アソシエである。2020年12月31日現在、KPMG SAによる監査は連続で16年目に突入し、デロイト・エ・アソシエによる監査は連続で19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16年が経過している。KPMG SA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、2020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	2,794 (373,670)	24.6	2,945 (393,864)	16.2
完全連結子会社 ⁽¹⁾	4,560 ⁽³⁾ (609,854)	40.1	13,503 (1,805,891)	74.2
小計	7,354 (983,524)	64.7	16,448 (2,199,756)	90.4
非監査サービス⁽²⁾				
EDF	561 (75,028)	4.9	953 (127,454)	5.2
完全連結子会社 ⁽¹⁾	3,448 (461,136)	30.4	804 (107,527)	4.4
小計	4,009 (536,164)	35.3	1,757 (234,981)	9.6
合計	11,363 (1,519,688)	100	18,205 (2,434,737)	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。

- (3) この減少は、当グループの監査人に対する報酬水準全体には影響を与えない監査法人間の異動ならびに当グループの重要なフランス企業の法定監査人の変更によるものであり、現在は当グループの法定監査人および別の監査法人により監査が行われている。

2019年の監査報酬

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 (362,302)	19.2	2,822 (377,414)	17.1
完全連結子会社 ⁽¹⁾	8,104 (1,083,829)	57.4	11,654 (1,558,606)	70.6
小計	10,813 (1,446,131)	76.6	14,476 (1,936,020)	87.7
非監査サービス⁽²⁾				
EDF	883 (118,092)	6.3	867 (115,953)	5.3
完全連結子会社 ⁽¹⁾	2,425 (324,320)	17.1	1,152 (154,068)	7.0
小計	3,308 (442,412)	23.4	2,020 (270,155)	12.3
合計	14,121 (1,888,543)	100	16,496 (2,206,175)	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。

(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—報酬方針

「第5 3 (1) ①コーポレート・ガバナンス規約」に記載のとおり、当社は、当社に適用される特別な法令および規則の規定に従い、AFEP-MEDEF規約を遵守している。

本項では、当社およびフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社によって、2019事業年度および2020事業年度中に役員に支払われたかまたは当該事業年度について付与された報酬総額およびあらゆる種類の手当の詳細を記載している（会長兼最高経営責任者については「第5 3 (4) ① (ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」、取締役については「第5 3 (4) ① (iii) 取締役の報酬総額」を参照。）。下記「第5 3 (4) ① (ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」

額」および「第5 3 (4) ① (iii) 取締役の報酬総額」の表は、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンスの規約およびAMF役職勧告2021-02により推奨された様式に従い作成されている。

本項では、フランス商法第L.22-10-8条に従って、2021年5月6日開催の株主総会に提示された、取締役会が決定する役員の報酬に関する方針（下記「第5 3 (4) ① (i) 報酬方針」を参照。）についても記載している。

(i) 報酬方針

取締役会は、フランス商法第L.22-10-8条に基づき、役員の報酬方針を決定する。

フランス商法第22-10-16条および第22-10-17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に基づき当社の取締役会によって決定され、フランスの関連大臣との協議を経た後、経済担当大臣からの承認を得るために提出される（「第5 3 (1) ③ (iv) 任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。）。会長兼最高経営責任者の報酬は、1953年8月9日付命令を修正し、報酬の上限総額を450,000ユーロに設定する、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の統制に関する2012年7月26日付命令第2012-915号に規定される制限を遵守する必要がある。

また、任命報酬およびガバナンス委員会は、フランス商法第L.225-45条に基づき株主総会で設定される、取締役の任務の対価として割り当てられる報酬総額の配分に係る規則および手続に関し、取締役会に対して意見を提示した。

2020年5月7日に開催された株主総会において、株主投票を実施するためにEDFの取締役および役員の報酬および報酬方針に関して提出された5つの議案（第13号議案から第17号議案）は、99.9%を超える賛成票を得て、大多数の賛成をもって採択された。

(イ) 会長兼最高経営責任者に適用される報酬方針

2021年2月9日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議において審議を行った後、取締役会は、2021年2月17日に開催された取締役会において、以下に記載される会長兼最高経営責任者の報酬方針を承認した。

報酬の内訳	2020事業年度中に支払われた金額	2020事業年度について割り当てられた金額	2021事業年度の方針
固定報酬	450,000ユーロ	450,000ユーロ	委員会からの勧告を受け、2021年2月17日に開催された取締役会において、2021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が決定された。この年間固定報酬は、1953年8月9日付命令に規定される上限額に対応するものであるが、レヴィ氏が2014年にEDFの会長兼最高経営責任者に就任して以来、変更されていない。
変動報酬	-	-	-
多年度報酬	-	-	-
変動報酬が繰り延べられるかまたは返済される可能性	n.a.	n.a.	n.a.
特別報酬	-	-	-
ストック・オプション、パフォーマンス・シェアまたはその他の長期手当	-	-	-
取締役としての報酬	n.a.	n.a.	会長兼最高経営責任者は、取締役の在任期間中、報酬を受け取っていない。

各種手当	3,660	3,660	取締役会が2021事業年度において据え置くことを決定した、社用車の提供に相当する手当。
署名手当	-	-	-
退職金または退職手当	-	-	-
競業禁止義務条項	-	-	-
補足年金制度	-	-	-
フランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社によって支払われたかまたは付与された報酬	-	-	-

n.a. = 該当なし。

会長兼最高経営責任者の報酬は、1953年8月9日付命令により規定される上限額に設定されており、変動部分を含まないため、かかる決定は当社の業績に関連する基準に基づくものではない。

2017年から2020年の株主資本比率（比率はAFEPが公表しているガイドラインに基づいて設定された。）および報酬額の推移

以下の表は、フランス商法第L.22-10-9条に基づき、過去5年間ににおける会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDF SAの従業員（すなわち60,000人以上の従業員。）（役員および会長兼最高経営責任者を除く。）のフルタイム換算ベースの平均報酬との比率、会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDFの従業員（すなわち60,000人以上の従業員。）（役員および会長兼最高経営責任者を除く。）のフルタイム換算ベースの報酬中央値との比率、および同期間におけるグループEBITDAの本業における変動を示したものである。

	2020年	2019年	2018年	2017年	2016年
会長兼最高経営責任者の報酬 ⁽¹⁾	453,660	453,660	452,868	452,868	452,868
会長兼最高経営責任者の報酬の変化 ⁽²⁾	0%	0.2%	0%	0%	0%
自己資本比率／平均報酬 ⁽³⁾	6.6	6.8	7.1	7.1	7.2
自己資本比率／報酬中央値 ⁽³⁾	7.2	7.4	7.7	7.9	8.0
平均給与の変化 ⁽²⁾	2.87%	3.66%	0.98%	1.43%	3.37%
給与中央値の変化 ⁽²⁾	3.54%	4.16%	1.81%	2.07%	3.27%
グループEBITDAの本業における変動 ⁽²⁾	-2.70%	8.40%	11.30%	-14.80%	-4.80%

(1) 会長兼最高経営責任者の報酬総額には、固定給と現物支給が含まれる。

(2) N年目に記録されたN-1年目との比較。

(3) 給与には、固定給、変動部分およびIEGの状況に関連するものを含むすべてのボーナス、ならびに現物支給が含まれる。

(ロ) 取締役に応用される報酬方針

2021年2月9日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議において意見を受けた後、取締役会は、2021年2月17日に開催された取締役会において、フランス商法第L.22-10-14条に基づき、取締役の職務に関して支払われる金額および取締役への配分に関する以下の報酬方針を承認した。

取締役の職務に関して支払われる報酬の予算および内訳

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提案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与えられる任期中の取締役報酬は、フランス政府予算に全額組み入れられる。

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、これら取締役が得る報酬の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。

取締役会は、任命報酬およびガバナンス委員会の意見書を受け、取締役会によって決定され、本報酬方針に提示された配分規則に基づき取締役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。2021年2月17日に開催された取締役会では、2021年5月6日開催の株主総会で2021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。

2021年2月17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）に基づく変数係数を適用することによって設定される。取締役会議に取締役が出席した場合には係数2を、委員会の会議に取締役が委員として出席した場合には係数1を、さらに委員会の委員長である場合は係数2を用いる。係数の単価を決定するため、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。

2021事業年度中において、当社またはフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社による取締役への特別報酬またはその他の報酬の支払いは予定されていない。

(ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額

(イ) 会長兼最高経営責任者の報酬

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—AMF表1⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2020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)		
事業年度中に割り当てられた報酬（詳細は表2を参照。）	453,660	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	453,660	453,660

(1) AMF役職勧告2021-02の表1。

(2) 「第5 3 (4) ① (iv) 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2019事業年度および2020事業年度中に支払済みおよび2019事業年度および2020事業年度について支払われるべき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の報酬の概要—AMF表2⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2020事業年度		2019事業年度	
	支払われるべき		支払われるべき	
	金額	支払済みの金額	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⁾	3,660	3,660	3,660	3,660

合計	453,660	453,660	453,660	453,660

(1) AMF役職勧告2021-02の表2。

(2) 現物給付は社用車の提供に相当する。

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

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。

当該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、社用車の提供に相当する現物給付も含まれる。

2021事業年度の報酬

2021年2月9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2021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。

当該委員会による勧告に基づき、取締役会は2021年2月17日に開催された会議において、2021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、社用車の提供に相当する現物給付も含まれる。

(ハ) その他の報酬項目

2020年中、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、EDFの取締役および取締役会会長としての職務に対する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、2020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無償で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。

レヴィ氏は、任務の終了または変更に起因するかまたは起因する可能性のある補償もしくは手当または競業避止義務に基づく補償のいずれの恩恵も受けておらず、雇用契約または補足年金制度も有していない。

雇用契約、補足的年金、退職金および競争禁止条項—AMF表11⁽¹⁾

会長兼最高経営責任者	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

(1) AMF役職勧告2009-16の表II。

(iii) 取締役の報酬総額

2020年において取締役に割り当てられたかまたは支払われた報酬

2020年5月7日の株主総会において、取締役会からの提案に基づき、440,000ユーロの年間固定報酬総額が2020事業年度の任期に対する報酬として、取締役に割り当てられることが承認された。

役員報酬方針が承認される際に取締役会により毎年見直される報酬の配分に係る条件は、2011事業年度以降変更されていない（詳細は、「第5 3 (4) ① (i) (ロ) 取締役に適用される報酬方針」を参照。）。

取締役としての職務に対する報酬を受け取らない従業員によって選出された取締役は、当社との雇用契約に基づき、固定報酬および／または変動報酬を受け取る。

当社またはフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社から、取締役に對して2019事業年度および2020事業年度中に支払われたかまたは当該年度について割り当てられた特別報酬またはその他の報酬はない。

以下の表は、フランス商法第L.225-45条およびL.22-10-14条に従って、2019事業年度および2020事業年度について割り当てられ、2019事業年度および2020事業年度中に支払われた取締役の構成員の任期に応じた報酬の総額を表している。

2020年12月31日現在在任中の取締役 (単位：ユーロ)	2020事業年度		2019事業年度	
	2020事業年度について付与された報酬 ⁽¹⁾	2020事業年度中に支払われた報酬 ⁽²⁾	2019事業年度について付与された報酬 ⁽¹⁾	2019事業年度中に支払われた報酬 ⁽²⁾
ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス ⁽³⁾	37,857	10,761	761	n.a.
ブルーノ・クレメル ⁽³⁾	40,000	34,628	27,141	2,514
フランソワ・ドラットル ⁽³⁾	35,000	28,191	18,330	138
ジル・ドゥノワイエル ⁽³⁾	40,714	34,628	27,141	2,514
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	44,286	45,745	45,745	46,258
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	47,143	51,011	51,011	49,806
ローランス・パリゾ	38,571	35,213	35,213	37,742
クレール・ブディニ	45,000	44,574	44,574	41,290
フィリップ・プティコラン ⁽³⁾	33,571	28,191	20,705	2,514
ミシェル・ルソー	38,571	37,553	37,553	36,323
マルタン・ヴィアル	39,286	39,309	39,309	39,161
合計	440,000	389,803	347,483	258,260

n.a. = 該当なし。

- (1) 事業年度について割り当てられた報酬には、当該事業年度について支払われるべき固定部分および変動部分の全額が含まれる。
- (2) 事業年度中に支払われた報酬には、前事業年度に係る固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度に係る固定部分の50%が含まれる。
- (3) 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)	2020事業年度		2019事業年度	
	2020事業年度について付与された報酬	2020事業年度中に支払われた報酬 ⁽¹⁾	2019事業年度について付与された報酬 ⁽²⁾	2019事業年度中に支払われた報酬 ⁽³⁾
オリヴィエ・アペール	n.a.	5,266	12,752	34,518
フィリップ・クルゼ	n.a.	7,021	14,507	40,196
モーリス・グルドー・モンターニュ	n.a.	6,436	16,298	31,926
ブルーノ・ラフォン	n.a.	10,532	18,018	38,067
ブルーノ・レシュヴァン	n.a.	7,606	15,093	34,518
アンヌ・リゲ	n.a.	13,281	15,794	2,514
合計	n.a.	50,142	92,462	181,739

n.a. = 該当なし。

- (1) 2020事業年度中に支払われた報酬には、2019事業年度に係る変動部分の全額が含まれる。
- (2) 取締役の任期満了までに付与される報酬。
- (3) 2019年に支払われた報酬には、2018事業年度に係る固定部分の50%および変動部分の全額ならびに2019事業年度の任期に比例して決定される、2019年について支払われるべき固定部分が含まれる。

(iv) ストック・オプション－無償株式

当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない（すべての従業員のために当社によって実施された制度の恩恵を受ける可能性がある従業員により選出された取締役を除く。）。

(5) 【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、2021年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝133.74円の為替レートが使用されている。

なお、財務諸表等規則に基づき、日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計処理の原則および手続ならびに表示方法の一定の差異については、第6の「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」に記載されている。

円換算額および第6の「2 主な資産・負債及び収支の内容」から「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」までの事項は原文の財務書類には記載されておらず、当該事項における原文の財務書類への参照事項を除き、下記bの監査証明に相当すると認められる証明の対象になっていない。

b 原文の財務書類は、外国監査法人等（「公認会計士法」（昭和23年法律第103号）第1条の3第7項に規定されている外国監査法人等をいう。）であるデロイト・エ・アソシエおよびKPMG S.A.（フランスにおける独立監査人）から、「金融商品取引法」（昭和23年法律第25号）第193条の2第1項第1号に規定されている監査証明に相当すると認められる証明を受けている。その監査報告書の原文および訳文は、本書に掲載されている。

1【財務書類】

(1) 連結財務諸表

連結損益計算書

	注記	2020年度		2019年度 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	5.1	69,031	92,322	71,347	95,419
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(32,425)	(43,365)	(35,091)	(46,931)
その他の対外費用(2)		(8,461)	(11,316)	(8,625)	(11,535)
人件費	5.3	(13,957)	(18,666)	(13,797)	(18,452)
法人所得税を除く税金		(3,797)	(5,078)	(3,798)	(5,079)
その他の営業収益および営業費用	5.4	5,783	7,734	6,687	8,943
減価償却費および償却費控除前営業利益	5	16,174	21,631	16,723	22,365
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	6	(175)	(234)	642	859
減価償却費および償却費（純額）(3)		(10,838)	(14,495)	(10,020)	(13,401)
（減損）／戻入	10.8	(799)	(1,069)	(403)	(539)
その他の収益および費用	7	(487)	(651)	(185)	(247)
営業利益		3,875	5,182	6,757	9,037
総金融負債に係る費用	8.1	(1,610)	(2,153)	(1,806)	(2,415)
割引の影響	8.2	(3,733)	(4,993)	(3,161)	(4,228)
その他の金融収益および費用	8.3	2,761	3,693	4,603	6,156
金融損益	8	(2,582)	(3,453)	(364)	(487)
連結会社の税引前利益		1,293	1,729	6,393	8,550
法人所得税	9	(945)	(1,264)	(1,532)	(2,049)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	12	425	568	818	1,094
非継続事業の純利益	3.2	(158)	(211)	(497)	(665)
連結純利益		615	823	5,182	6,930
EDFの純利益		650	869	5,155	6,894
EDFの純利益—継続事業		804	1,075	5,639	7,542
EDFの純利益—非継続事業		(154)	(206)	(484)	(647)
非支配持分に帰属する純利益		(35)	(47)	27	36
非支配持分に帰属する純利益—継続事業		(31)	(41)	40	53
非支配持分に帰属する純利益—非継続事業		(4)	(5)	(13)	(17)
1株当たり利益（EDF持分）：	14.7	ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり利益		0.05	7	1.50	201
希薄化後1株当たり利益		0.05	7	1.50	201
継続事業の基本的1株当たり純利益		0.10	13	1.67	223
継続事業の希薄化後1株当たり純利益		0.10	13	1.67	223

(1) 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2019年度公表済数値に対する影響は、注記1.4.2に記載されている。

(2) その他の対外費用は、資産計上された発電コストを控除後で報告されている。

(3) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。

連結包括利益計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年度			2019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
連結純利益		650	(35)	615	5,155	27	5,182
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
ー変動総額	18.7.5	(711)	(8)	(719)	786	(55)	731
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
ー税効果		210	3	213	(235)	2	(233)
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値ー変動総額	18.7.5	661	-	661	32	-	32
純投資ヘッジの公正価値ー税効果		(30)	-	(30)	(132)	-	(132)
負債性金融商品の公正価値の変動							
負債性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	20	-	20	293	-	293
関連する税効果		10	-	10	(93)	-	(93)
換算調整ー被支配事業体		(1,425)	(430)	(1,855)	732	357	1,089
関連会社および共同支配企業持分ー純損益に リサイクルできる項目		(561)	-	(561)	97	-	97
リサイクルを伴う自己資本計上損益		(1,826)	(435)	(2,261)	1,480	304	1,784
資本性金融商品の公正価値の変動							
資本性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	(34)	(4)	(38)	(22)	-	(22)
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	(983)	80	(903)	(2,501)	39	(2,462)
関連する税効果		(220)	(18)	(238)	(62)	(7)	(69)
関連会社および共同支配企業持分ー純損益に リサイクルできない項目		(109)	-	(109)	(153)	-	(153)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		(1,346)	58	(1,288)	(2,738)	32	(2,706)
自己資本計上損益合計		(3,172)	(377)	(3,549)	(1,258)	336	(922)
連結包括利益		(2,522)	(412)	(2,934)	3,897	363	4,260
継続事業の連結包括利益		(2,368)	(408)	(2,776)	4,337	375	4,712
非継続事業の連結包括利益		(154)	(4)	(158)	(440)	(12)	(452)

(単位：億円)	注記	2020年度			2019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
連結純利益		869	(47)	823	6,894	36	6,930
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
ー変動総額	18.7.5	(951)	(11)	(962)	1,051	(74)	978
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
ー税効果		281	4	285	(314)	3	(312)
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値ー変動総額	18.7.5	884	-	884	43	-	43
純投資ヘッジの公正価値ー税効果		(40)	-	(40)	(177)	-	(177)
負債性金融商品の公正価値の変動							
負債性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	27	-	27	392	-	392
関連する税効果		13	-	13	(124)	-	(124)
換算調整ー被支配事業体		(1,906)	(575)	(2,481)	979	477	1,456
関連会社および共同支配企業持分ー損益に リサイクルできる項目		(750)	-	(750)	130	-	130
リサイクルを伴う自己資本計上損益		(2,442)	(582)	(3,024)	1,979	407	2,386
資本性金融商品の公正価値の変動							
資本性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	(45)	(5)	(51)	(29)	-	(29)
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	(1,315)	107	(1,208)	(3,345)	52	(3,293)
関連する税効果		(294)	(24)	(318)	(83)	(9)	(92)
関連会社および共同支配企業持分ー損益に リサイクルできない項目		(146)	-	(146)	(205)	-	(205)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		(1,800)	78	(1,723)	(3,662)	43	(3,619)
自己資本計上損益合計		(4,242)	(504)	(4,746)	(1,682)	449	(1,233)
連結包括利益		(3,373)	(551)	(3,924)	5,212	485	5,697
継続事業の連結包括利益		(3,167)	(546)	(3,713)	5,800	502	6,302
非継続事業の連結包括利益		(206)	(5)	(211)	(588)	(16)	(605)

連結貸借対照表

	注記	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資 産					
のれん	10.1	10,265	13,728	10,623	14,207
その他の無形資産	10.2	9,583	12,816	9,350	12,505
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(使用権資産を含む)	10.3	92,600	123,843	89,099	119,161
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	11	60,352	80,715	58,413	78,122
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	10.5	6,858	9,172	6,860	9,175
関連会社および共同支配企業に対する投資	12	6,794	9,086	6,414	8,578
非流動金融資産	18.1	47,615	63,680	46,219	61,813
その他の非流動債権	13.3.4	2,015	2,695	1,930	2,581
繰延税金資産	9.3	1,150	1,538	557	745
非流動資産		237,232	317,274	229,465	306,886
棚卸資産	13.2	14,738	19,711	14,049	18,789
営業債権	13.3	14,521	19,420	15,606	20,871
流動金融資産	18.1	23,532	31,472	29,401	39,321
当期税金資産		384	514	286	382
その他の流動債権	13.3.4	6,918	9,252	6,881	9,203
現金および現金同等物	18.2	6,270	8,385	3,934	5,261
流動資産		66,363	88,754	70,157	93,828
売却目的保有に分類された資産	3.2	2,296	3,071	3,662	4,898
資産合計		305,891	409,099	303,284	405,612
	注記	2020年12月31日現在		2019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	14	1,550	2,073	1,552	2,076
EDFの純利益および連結剰余金		44,083	58,957	44,914	60,068
自己資本 (EDF持分)		45,633	61,030	46,466	62,144
自己資本 (非支配持分)	14.6	9,593	12,830	9,324	12,470
自己資本合計	14	55,226	73,859	55,790	74,614
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	15	58,333	78,015	55,583	74,337
従業員給付引当金	16	22,130	29,597	20,539	27,469
その他の引当金	17	5,374	7,187	4,638	6,203
非流動引当金		85,837	114,798	80,760	108,008
フランスの公共配電特別委譲負債	11.2	48,420	64,757	47,465	63,480
非流動金融負債	18.3	55,899	74,759	57,002	76,234
その他の非流動負債	13.5	4,874	6,518	4,928	6,591
繰延税金負債	9.3	3,115	4,166	2,295	3,069
非流動負債		198,145	264,999	192,450	257,383
流動引当金	15, 17および16.1	5,827	7,793	5,556	7,431
営業債務	13.4	11,900	15,915	12,867	17,208
流動金融負債	18.3	17,609	23,550	18,535	24,789
当期税金負債		215	288	433	579
その他の流動負債	13.5	16,861	22,550	16,610	22,214
流動負債		52,412	70,096	54,001	72,221
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	3.2	108	144	1,043	1,395
自己資本および負債合計		305,891	409,099	303,284	405,612

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2020年度		2019年度 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結純利益		615	823	5,182	6,930
非継続事業の純利益		(158)	(211)	(497)	(665)
継続事業の純利益		773	1,034	5,679	7,595
減損/(戻入)		799	1,069	403	539
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		13,310	17,801	8,358	11,178
金融収益および費用		785	1,050	101	135
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		433	579	349	467
資産譲渡損益		(185)	(247)	(508)	(679)
法人所得税		945	1,264	1,532	2,049
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分		(425)	(568)	(818)	(1,094)
運転資本の変動	13.1.2	(1,679)	(2,245)	475	635
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		14,756	19,735	15,571	20,825
金融費用支出（純額）		(1,008)	(1,348)	(802)	(1,073)
法人所得税支払額		(983)	(1,315)	(915)	(1,224)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		12,765	17,072	13,854	18,528
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）		98	131	168	225
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		12,863	17,203	14,022	18,753
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(126)	(169)	(456)	(610)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		498	666	293	392
無形資産および有形固定資産への投資	10.7	(16,007)	(21,408)	(16,797)	(22,464)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		54	72	94	126
金融資産の変動		2,797	3,741	1,294	1,731
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(12,784)	(17,097)	(15,572)	(20,826)
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）		(104)	(139)	(78)	(104)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(12,888)	(17,236)	(15,650)	(20,930)
財務活動：					
非支配株主との取引(2)		1,019	1,363	1,055	1,411
親会社の支払配当金	14.3	-	-	(58)	(78)
非支配株主に対する支払配当金		(267)	(357)	(155)	(207)
自己株式の買入/売却		5	7	(14)	(19)
株主とのキャッシュ・フロー		757	1,012	828	1,107
借入債務の発行	18.3.2.1	6,601	8,828	9,080	12,144
借入債務の返済	18.3.2.1	(7,062)	(9,445)	(6,976)	(9,330)
永久劣後債およびOCEANEの発行	14.4および14.5	2,243	3,000	493	659
永久劣後債の償還		-	-	(1,280)	(1,712)
永久劣後債の持参人に対する支払額	14.4	(501)	(670)	(589)	(788)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金		534	714	686	917
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		1,815	2,427	1,414	1,891
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		2,572	3,440	2,242	2,998
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	25	(19)	(25)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		2,591	3,465	2,223	2,973
継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		2,553	3,414	524	701
非継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		13	17	71	95
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		2,566	3,432	595	796
現金および現金同等物の期首残高		3,934	5,261	3,290	4,400
現金および現金同等物の純増加（減少）額		2,566	3,432	595	796
為替変動		(162)	(217)	(5)	(7)
現金および現金同等物に係る金融収益		35	47	17	23
その他の非資金変動		(103)	(138)	37	49
現金および現金同等物の期末残高	18.2	6,270	8,385	3,934	5,261

- (1) 2019年度の公表済数値は、E&P事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（注記1.4.2を参照）。
- (2) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得または処分によるものである。2020年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）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998百万ユーロを含む。2019年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）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967百万ユーロを含む。

連結自己資本変動計算書

2020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
2019年1月1日現在自己資本 (IFRIC第23号による再表示)	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	-	-	-	-	(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（注記14.1参照）	47	-	-	-	834	881	-	881
その他の変動(4)	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
2019年12月31日現在自己資本 (公表済)	1,552	(64)	1,037	(1,198)	45,139	46,466	9,324	55,790
自己資本計上損益	-	-	(1,908)	82	(1,346)	(3,172)	(377)	(3,549)
純利益	-	-	-	-	650	650	(35)	615
連結包括利益	-	-	(1,908)	82	(696)	(2,522)	(412)	(2,934)
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
永久劣後債およびOCEANEの発行/償還（注記14.4および14.5参照）	-	-	-	-	2,207	2,207	-	2,207
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
自己株式の買入/売却	-	1	-	-	-	1	-	1
EDFの減資（注記14.1参照）	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
その他の変動(5)	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
2020年12月31日現在自己資本	1,550	(10)	(871)	(1,116)	46,080	45,633	9,593	55,226

(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
2019年1月1日現在自己資本 (IFRIC第23号による再表示)	2,013	(75)	288	(2,482)	59,716	59,459	10,936	70,395
自己資本計上損益	-	-	1,099	880	(3,662)	(1,682)	449	(1,233)
純利益	-	-	-	-	6,894	6,894	36	6,930
連結包括利益	-	-	1,099	880	3,232	5,212	485	5,697
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(788)	(788)	-	(788)
永久劣後債の発行/償還	-	-	-	-	(1,505)	(1,505)	-	(1,505)
支払配当金	-	-	-	-	(1,258)	(1,258)	(207)	(1,466)
自己株式の買入/売却	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
EDFの増資(注記14.1参照)	63	-	-	-	1,115	1,178	-	1,178
その他の変動(4)	-	-	-	-	(144)	(144)	1,256	1,111
2019年12月31日現在自己資本 (公表済)	2,076	(86)	1,387	(1,602)	60,369	62,144	12,470	74,614
自己資本計上損益	-	-	(2,552)	110	(1,800)	(4,242)	(504)	(4,746)
純利益	-	-	-	-	869	869	(47)	823
連結包括利益	-	-	(2,552)	110	(931)	(3,373)	(551)	(3,924)
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(670)	(670)	-	(670)
永久劣後債およびOCEANEの発行/償還(注記14.4および14.5参照)	-	-	-	-	2,952	2,952	-	2,952
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(362)	(362)
自己株式の買入/売却	-	1	-	-	-	1	-	1
EDFの減資(注記14.1参照)	(3)	71	-	-	(68)	-	-	-
その他の変動(5)	-	-	-	-	(24)	(24)	1,273	1,249
2020年12月31日現在自己資本	2,073	(13)	(1,165)	(1,493)	61,627	61,030	12,830	73,859

(1) 2020年12月31日における換算調整の変動は(1,908)百万ユーロである。この変動は、主にユーロに対する英ポンドおよび米ドルの下落に起因する。

(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が、この項目に表示されている。

(4) 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。

(5) 2020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998百万ユーロを含む。

[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（ワグラム通り22-30、パリ75008）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、2020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。

当グループは発電（原子力、水力、風力および太陽光、火力等）、輸送、配送、供給、トレーディング、エネルギー・サービス、設備および核燃料集合体の生産、ならびに原子炉サービスというエネルギー事業におけるあらゆる業務を営む総合エネルギー事業者である。

当グループの2020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、2021年2月17日開催の取締役会において取締役によって承認された。当連結財務諸表は、2021年5月6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2020年12月31日現在の連結財務諸表は、2020年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準において規定された表示、認識および測定に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

当グループは、2020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 会計基準の変更

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。

2020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、以下の注記1.2.1、1.2.2および1.2.3に記載した変更を除き、2019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。また、欧州連合により採択され2021年1月1日から適用される基準、改訂および解釈指針（注記1.2.4）ならびに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（注記1.2.5）に関する情報も記載している。

明瞭性の目的で、本年度から、用いられた会計原則および会計処理方法は財務諸表に対する各注記に記載している。

1.2.1 企業結合—IFRS第3号の改訂：事業の定義

欧州連合により2020年4月21日に採択されたこれらの改訂は、2020年1月1日以後に生じた企業結合に適用され、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。それらは、企業が事業（または業務）ではなく単一の識別可能な資産または類似する識別可能な資産グループを取得したのか否かについて、取得した総資産の公正価値のほとんどすべてが単一の資産または類似する資産のグループに集中しているか否かに基づいて決定する集中度テストの使用を認めている。当グループは当該テストを一定の取得に適用しているが、それは2020年12月31日現在の財務諸表に影響を与えていない。

1.2.2 金利指標改革—IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の改訂（フェーズ1）

現在の指標金利（IBOR-銀行間取引金利）は新しい代替指標（リスクフリー・レート）に置き換えられ、その一部は2021年に発効する。この改革は特に、一定の商業契約（例えば、供給業者または顧客との支払遅延ペナルティ契約）ならびに金融商品（ローンおよび債権、借入金、リースの評価、デリバティブ）に影響を与える可能性が高い。当グループが使用している当該改革に関係する主な金利は、Euribor、Libor USDおよびLibor GBPである。

IASBは、IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号に対するいくつかの改訂を公表し、発行者への当該金利指標改革の影響を限定した。欧州連合により2020年1月15日に採択され2020年1月1日から適用された、当該改革のフェーズ1に関する当該IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号に対する改訂は、新しい金利への移行が発効するまでヘッジ会計を継続することを認めており、当グループの2020年度の財務諸表に影響を与えていない。

1.2.3 Covid-19に関連した賃料減免—IFRS第16号の改訂

これらの改訂は、Covid-19パンデミックの直接的な結果として現行のリースに対し（遅くとも2021年6月30日までの支払について）「支払猶予」または一時的な賃料減額の形で貸手が付与する救済の、借手による取扱いに関係している。リース条件に実質的な変更がない限り、借手はこれらの改訂により、改訂割引率を使用したリース負債の再見積りおよび使用権資産への対応する調整を行わないこと、ならびに当該使用権資産の償却による当該救済の価額の繰延べを行わないことが認められる。これにより、借手は当該影響を直接損益に計上することを選択できる。

欧州連合により2020年10月9日に採択された当該改訂の2020年6月1日からの適用は、当グループの財務諸表に重要な影響を与えていない。

1.2.4 欧州連合により採択され2021年1月1日以後開始する事業年度から適用される基準

金利指標改革—IFRS第9号、IAS第39号、IFRS第7号、IFRS第4号およびIFRS第16号の改訂（フェーズ2）

この改革のフェーズ2に関するIFRS第9号、IAS第39号、IFRS第7号、IFRS第4号およびIFRS第16号に対する当該改訂は、2021年1月13日に採択されており、2021年1月1日以後開始する事業年度から適用される（遡及適用あり）。

当該改訂は、当該金利指標改革の直接の結果として契約条件が変更された場合、およびIFRS第9号B5.4.5項を適用して、当該年度の損益に即時の影響を及ぼすことはない述べている。

この改革により影響を受ける可能性のあるすべての商品を各参照金利について識別し、移行の契約面、組織面およびIT面を整理し、適切な会計処理を導入するための作業チームが設置された。当期末現在、当グループは、当該フェーズ2改訂の早期適用が部分的にでも要求される事象を識別していない。

1.2.5 IASBによって公表されたが欧州連合によって未採択の基準、改訂および解釈指針

有形固定資産—意図した使用の前の収入—IAS第16号の改訂

これらの改訂は、資産の意図した使用のための準備が整う前に当該資産により生産された物品の売却から受け取った収入の取扱いを変更し、当該資産の取得原価から当該収入を控除することを禁じている。これに代えて、かかる収入および関連する費用は、純損益に認識しなければならない。

欧州連合による採択を条件として、これらの改訂は2022年1月1日から適用される予定であり、発電資産（特にフラマンヴィル3）の建設に関する当グループのプロジェクトに関係する。

不利契約—契約履行費用—IAS第37号の改訂

これらの改訂は、契約が不利であるか否かを判定する際に契約履行費用に含まれる費用の性質を明確化している。これらは主に、直接労務費や材料費等の増分費用、および当該契約履行のために使用される有形資産の減価償却費の配分等の当該契約に直接関連するその他の費用に関係する。

当グループは、現在のところ、2022年1月1日から適用される予定であるこれらの改訂は、重要な影響を与えないものと見込んでいる。

その他の基準、改訂および解釈指針

当グループは、現在のところ、2022年1月1日から適用される予定である「年次改善—2018年—2020年サイクル」により導入される変更は、重要な影響を与えないものと見込んでいる。

1.3 財務諸表作成の基礎

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 換算方法

1.3.2.1 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。

1.3.2.2 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。

1.3.2.3 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。

1.3.3 財務諸表の表示規則

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に関係する資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

1.3.4 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、当期に計上される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。

金融およびエネルギー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。

1.3.4.1 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（2020年度上半期に両原子炉とも永久に閉鎖された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。その他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、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った。

ビュジェ2号機および4号機の4回目の10年検査が2020年度に開始され（それぞれ年初および年末）、2021年度に同時に実施される10年検査の数は5件に増えた。

第4回定期検査の「一般」フェーズの結論を考慮して、900MWシリーズの原子炉に適用可能な技術指示書を設定するASNの決定は、2021年2月末までに公表される見込みである。

2020年4月にフランスの複数年エネルギー計画（PPE）が最終的に採択されたことを受けて（注記2を参照）、2020年12月31日現在の当グループの財務諸表には、稼働年数が50年に到達する前の2027年および2028年に実施される原子炉2基の早期閉鎖の影響が反映されている。どの原子炉を閉鎖すべきかの決定をまだ行う必要がないため、可能性あるさまざまな閉鎖シナリオに基づいて、減価償却計画が2020年7月1日から加速された。これに対応して、2020年6月30日現在で原子力引当金の再見積りが行われた（注記15.1.1.3を参照）。

1.3.4.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的に当グループが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの再見積りを行っている。

当グループは、2020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（注記15を参照）。

フランスについては、EDFの原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析が注記15.1.1.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに長期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。
- ・ 使用済燃料管理の契約条件の変更。
- ・ 割引率ないしインフレ率等の一定の財務的パラメータの変動
- ・ 原子力施設の減価償却期間（稼働中の原子力発電所に関する廃炉引当金の算定は、関連する資産の減価償却期間、即ち900MWシリーズの発電所については50年、1,300MWシリーズおよびN4シリーズの発電所については40年を基礎とする）。

1.3.4.3 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。

2020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16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、2020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16に感応度分析が記載されている。

1.3.4.4 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10.8に記載されている。

1.3.4.5 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。

1.3.4.6 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記5.1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。

1.3.4.7 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11を参照）。取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、資産の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。

1.3.4.8 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。

1.3.4.9 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15.1.2.4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E2i Energie Speciali（旧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E2i Energie Speciali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、E2i Energie Speciali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。2021年1月14日に、Edisonは、現在F2iが保有しているE2i Energie Specialiに対する70%の持分を当グループが購入することに関するF2iとの契約に署名したことを発表した。当該取得は2021年2月16日に完了した。E2i Energie Specialiは既に当グループによって完全連結されているため、追加の70%持分の取得は、非支配持分、従って自己資本（注記3.2を参照）、および最終的にはEDF純利益に影響を与える。

- 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。

1.3.5 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16を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランス—注記15.1.2を参照—および英国—注記15.2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10.5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場合がある。
- ・ 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18.3.4を参照)、また、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18.2を参照)。

1.4 比較可能性(新型コロナウイルス感染症(Covid-19)パンデミックの影響を含む)

1.4.1 新型コロナウイルス感染症(Covid-19)パンデミックの影響

Covid-19パンデミックによって引き起こされた経済的混乱により、2020年度において当グループの活動の多く、特に原子力発電、作業現場、供給およびサービスが著しい影響を受けた。

2020年4月14日¹に当グループは、減価償却費および償却費控除前営業利益の下限(175億ユーロ)を含む、2020年度に係るすべての財務目標を撤回し、2021年度についても同様とした。当グループは、2020年7月31日に減価償却費および償却費控除前営業利益に関する2020年度の新たな目標を公表し、その範囲を152-157億ユーロと設定することができた。これは、第3四半期の成績が公表された2020年11月13日に確認され、その後、当年度下半期にこの危機的状況下にあるフランスの原子力発電に関する透明性が増したことを考慮して、2020年12月16日に160億ユーロ強に上方修正された。

1 2020年4月14日付プレスリリース「Covid-19衛生危機の影響に関する最新情報」を参照。

フランスの原子力発電

2020年4月16日付プレスリリース²において発表された通り、Covid-19危機によりEDFは、原子力発電所で働く作業員を保護するためにすべての業務を調整する必要があった。業界の保守プログラムに基づく作業、特に保守停止期間中の計画された作業が著しい影響を受け、その結果、発電容量が減少した。このためEDFは、送電管理者であるRTEと協力して、2020年から2021年の冬期中を通じて安定した電力供給の確保に貢献すべく、原子炉の保守停止スケジュールを調整する必要があった。その結果、一部の原子炉は燃料節約のために停止された。

2 2020年4月16日付プレスリリース「EDFが年間原子力発電量予測を改訂」を参照。

さらに、フランスのロックダウン中の景気後退により、電力消費量が通常の水準³と比較して最大20%減少し、その結果、発電所の利用度が低下した。

3 *rte-france.fr - L'impact de la crise sanitaire (COVID-19) sur le fonctionnement du système électrique (2020年4月5日付、フランス語のみ)*を参照。

Covid-19パンデミックの結果として取られた措置(社会的距離、従業員の組織的行動、現場作業員の人数制限)により、作業完了にかかる時間が長期化した。その結果、原子炉の停止期間は、従業員の稼働可能性の低下および生産性の低下という二重の制約下で長期化した。従って、業界の保守プログラムは、計画された作業を業界の発電容量に合わせて調整し、特に2020年から2021年の冬期について、稼働中の原子炉の数を電力網の必要性に対応させるよう改訂された。

この危機によりEDFはまた、将来年度における原子炉停止スケジュールも修正することとなった。原子炉の停止は、特に冬期における電力の需給バランスを常に確保しながら、燃料管理、規制上の要件の遵守、業界の発電容量に対応するための計画作業など多くの制約を受ける状況での複雑な最適化に依存する。原子炉の停止は、電力網の必要性と業界の資源を参照して数年前に計画されているため、ある年度から翌年度への停止の延期は、それ以降の年度の保守プログラム、従って予想発電量に連鎖的な影響を及ぼす。

これを受けて、EDFの2020年4月16日付プレスリリースに、フランスの年間原子力発電量の改訂後の見積値が記載された。Covid-19パンデミックおよび原子力発電所の供給力に影響を与えるその他の要因による結果を反映して、2020年度は約300TWhであり（2020年2月14日付で発表された375TWhから390TWhの間に對し）、2021年度および2022年度の各年は、330TWhから360TWhの間であった。

その後、2020年7月2日⁴に、EDFグループは、2020年度のフランスの年間原子力発電量に関する当該見積値を、約315-325TWhに上方修正したと発表した。

4 2020年7月2日付プレスリリース「EDFが2020年度の年間原子力発電量の見積値を上方修正」を参照。

これらの改訂は、4月16日付見積値の発表時点における予想よりも早期に作業が再開されたために行われた。2020年度における計画停止期間は、作業再開目的で観察された現場の状況を考慮して調整された。EDFは、同一作業に従事する者の人数を限定するよう作業の仕組みを調整することや在宅勤務の取決めの活用により立入制限区域の出入りを最適化することによって、ウイルスの感染拡大防止に必要な対策を講じながら、2020年度プログラムによる数件の停止を当年度上半期中に完了し、かつ稼働中の原子炉の作業を継続することができた。Covid-19パンデミックの結果、当年度下半期は、当初の計画よりも多くの原子炉が計画保守停止中の状態で開始した。

2020年度下半期中の保守停止の予想を上回る好成果のため、11月13日には年間原子力発電量の見積値を325-335TWhに改定し、その後、2020年12月16日には335TWhに近い旨を発表することが可能となった。最終的に2020年度の原子力発電量は335.4TWhとなり、2019年度を44.1TWh下回った。これは、合計32.9TWhのCovid-19パンデミックによる直接的および間接的影響（需要および停止時期に応じた調整、停止中の作業に影響を与えるウイルス感染拡大防止対策に伴う制約）に起因する。また、パンデミックの影響と同様に、2019年度と比較した原子力発電量の減少は、主にフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖および3件の複雑な停止期間延長に起因する。

顧客および供給業者向け支援

2020年4月16日付プレスリリース¹に記載された通り、EDFは、Covid-19パンデミックに関連して顧客を支援するための具体的な対策を導入した。

1 2020年4月16日付プレスリリース「*Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients*」（フランス語のみ）を参照。

フランスにおける最初の公式の公衆衛生緊急期間である3月24日から7月10日までの間、EDFは、電力およびガス供給のすべての削減および中断、ならびにすべての支払遅延ペナルティを2020年9月1日まで一時停止することにより、すべての住宅顧客に対し電力供給を保証すること、また、さらに柔軟な支払条件および期日を提示することにより困難な状況にある顧客を支援することを決定した。このように当社は、フランス政府が導入した対策（通常は冬期月間が対象である居住者の立ち退きおよび顧客の電力供給中断の禁止期間を2020年7月10日まで延長する等）より、範囲と期間の両面でさらに進んだ措置を講じた。

事業顧客については、EDFは、政府が採用した条例および政令に従って、国の連帯基金に適格な顧客から要請された支払延期を許可するために必要なすべての措置を講じた。該当する小規模事業は、フランスの最初の公衆衛生緊急期間の終了日（2020年7月10日）までに期日が到来する請求書について繰延払いを要請する権利が与えられた。当該繰延額は、当該日の翌月末日から6か月の期間にわたり配分された。

その後、フランス政府は、2020年10月17日から当初2021年2月までとして公衆衛生緊急期間を宣言したが、これは2021年6月1日まで延長される可能性があった。住宅顧客については、EDFは、フランスで11月1日に始まる標準的な冬期の立ち退きおよび電力供給中断の禁止に加えて、さらなる措置を講じた。困難な状況にある顧客を保護するために、EDFは、2021年1月15日まですべての電力供給の削減を一時停止すること、当該期間中に発行された請求書に対しては支払遅延ペナルティを適用しな

いこと、および顧客に支払期限の延長を認めることを決定した。これらの措置に伴う回収不能リスクの増大は、2020年12月31日現在の顧客債権に対する引当金の算定に組み込まれている（注記13.3を参照）。事業顧客については、EDFは、Covid-19の緊急事態に関する2020年10月付フランスの法律により要求される請求書の繰延払いを、該当する顧客の範囲を定義する適用令が公布され次第、速やかに許可する準備が整っていた。当該適用令は未公布であるため、事業顧客セグメントの債権回収は引き続き通常の法律に従っており、EDFによる特段の措置は講じられていない。

さらに、2020年4月2日付プレスリリース²で説明された通り、パンデミックによる景気後退の中で超小規模、小規模および中規模の供給業者を支援するために、当グループは、フランスにおける契約期間の60日より早期に供給業者の請求書を決済することを決定した。これは当初、2020年3月31日現在でEDFにより確認済みであった完了サービスに適用され、EDF SAは、超小規模の供給業者に対しては4月中旬までに、小規模および中規模の供給業者に対しては4月末までに、供給業者の介入を要することなく支払いを行った。Enedisも同等の措置をとった。この第一弾の早期支払は、フランスの当グループ全体で合計約190百万ユーロに上る20千件超の請求書に関係した。当該実務はその後、2020年7月10日に終了した最初の緊急事態期間に沿って、当年度上半期末まで段階的に延長された。このため、当グループは、フランスの超小規模、小規模および中規模の供給業者について、2020年4月から6月までの間に約500百万ユーロの請求書を契約期日前に決済した。当年度上半期に実施されたこれらの措置は、2020年12月31日現在の当グループの運転資本に影響を与えていない。

2 2020年4月2日付プレスリリース「EDFグループは公衆衛生危機に取り組む決意で団結」を参照。

2020年度に係る損益計算書に対するCovid-19パンデミックの影響額の見積り

AMFおよびANCの勧告に従い、当グループはCovid-19の結果として、損益計算書において通常使用する分類と異なる分類を適用していない。当グループの財務諸表に対するパンデミックの影響額について信頼性のある見積りを作成するために、2020年6月30日終了上半期および2020年12月31日終了年度について、当グループの各企業および中央において詳細な分析が実施された。当グループの損益計算書項目に対するCovid-19パンデミックの主な影響額の見積りは以下の通りである。

2020年12月31日現在の売上高に対するパンデミックの影響額は、(2,306)百万ユーロ（または売上高合計の約マイナス3.3%）と見積られている。この影響額は主に以下の事業セグメントに関係している。

- ・ フランスー発電と供給：見積影響額(1,083)百万ユーロは、主に原子力発電量の減少および電力需要の低下（卸売市場における販売価格の下落につながった）を反映している。
- ・ フランスー規制業務：見積影響額(278)百万ユーロは、主に電力需要の減少（引渡サービス売上高の減少につながった）と上半期における電力網接続業務の低迷（接続および発電所改修作業が2020年3月16日から5月11日まで中断された）に関連している。
- ・ 英国：見積影響額(451)百万ユーロは、主に工業および事業セグメント顧客向け電力需要の減少に起因している。
- ・ イタリア：見積影響額(90)百万ユーロは、電力およびガスの需要低迷を反映している。
- ・ Dalkia：見積影響額(193)百万ユーロは、主にロックダウン期間中の顧客用地の閉鎖（これは、熱工学および電気工学作業に著しい影響を与えた）ならびにサービス事業、次いでエネルギー事業の活動水準低下に関連している。

2020年12月31日現在の購入燃料およびエネルギー費用に対するCovid-19パンデミックの影響額は、これに起因する原子力発電量ならびに電力およびガス需要の減少により、主にフランスー規制業務およびフランスー発電と供給セグメントならびに英国において、約854百万ユーロの減少と見積られている。

パンデミックはまた、対外費用（資産計上された発電コストを控除後）に対し、いくつかの種類の影響を反映して、見積減少額344百万ユーロの影響を与えた。

- ・ サービスおよびエンジニアリング作業の事業低迷による購買の減少、主にDalkia。
- ・ 当グループのさまざまな事業における現場作業の遅延または延期により、資産計上されない購買が減少した。
- ・ Covid-19パンデミックに関連して発生した追加費用（保護装置、手指消毒剤等）。
- ・ ロックダウンおよび移動の制限や在宅勤務の義務化等の公的機関によって導入されたさまざまな措置による購買の減少（旅行、研修およびセミナー等の減少）。

人件費は、主に当グループが導入した事業回復計画に関連して、約64百万ユーロ増加した。この金額には、フランスの一部のグループ企業が一時解雇制度の下で受け取ったかまたは受取可能な約18百万ユーロの補償（注記1.4.1.5を参照）が、フランスの一部のグループ企業における従業員休業手当に関するパンデミックの不利な影響とともに含まれている。

最後に、その他の営業収益および営業費用は、さまざまなグループ企業における営業債権の減損の再評価による(204)百万ユーロ（注記1.4.1.2を参照）および廃炉作業の延期を余儀なくされたフランスの永久に閉鎖される原子力発電所の廃炉引当金の増加による(45)百万ユーロを含む、約(309)百万ユーロまでの不利な影響を受けた。

上記の見積影響額は、以下のアプローチを適用して、連結財務諸表に係る決算の一環として、すべてのグループ企業について経営者が作成した特定の報告書から作成された。

- ・ 事業活動水準の低下（サービス、エンジニアリング作業）または作業の延期に伴う影響は、2019年度の対応期間との詳細な比較分析もしくは年度内予測に基づいている。電力およびガスの需要減少による売上高への影響は、その他の影響（気象効果、ポートフォリオの変動等）を考慮した消費予測モデルに基づく分析に基づいている。原子力発電量への影響は、稼働中の発電所別の発電の分析（特に調整について）ならびに、燃料再装荷または定期保守のいずれの目的のためかを問わず、2020年度のパンデミック危機が始まった後に計画停止が予定されていたユニットの停止に関し、2020年度の危機的状況下での停止に費やされた活動および時間を、停止モデルおよび2019年度に完了した実際の作業と比較することによって行われる詳細な分析に基づいている。
- ・ 算定された見積額は、事業活動の低迷および販売・生産量の減少に関するCovid-19パンデミックの財務上の影響を評価することを目的としている。パンデミックのみに直接帰することが困難であることを理由に、これらの見積額は、当該期間中に観察された市場価格等、危機に相関性のある価格効果の影響を含めていない。さらに、これらの影響額は、パンデミックに対応して当グループが実施した行動計画の影響を含めていない。
- ・ 公衆衛生危機に関連して発生した追加費用（保護装置、手指消毒剤等）、または危機に伴う特定の対策もしくはリスクの評価は、会計情報システムに記録された数値に基づくものである。

その結果、2020年12月31日現在の減価償却費および償却費控除前営業利益に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は約(1,479)百万ユーロである（2020年6月30日現在約(1,010)百万ユーロ）。この影響額が主に関係している事業セグメントは、フランスー発電と供給（当年度上半期の(482)百万ユーロに対し(872)百万ユーロ）、フランスー規制業務（当年度上半期の(212)百万ユーロに対し(237)百万ユーロ）、および英国（当年度上半期の(128)百万ユーロに対し(182)百万ユーロ）である。当グループのその他の事業セグメントに対するパンデミックの見積影響額は、同日現在の連結減価償却費および償却費控除前営業利益に照らして重要性が低く、主にDalkia（当年度上半期の(39)百万ユーロに対し(40)百万ユーロ）、Framatome（当年度上半期の(37)百万ユーロに対し(47)百万ユーロ）、およびイタリア（Edison）（当年度上半期の(47)百万ユーロに対し(60)百万ユーロ）に関係する。

2020年12月31日現在で当グループが知り得た情報を反映している一部の見積額は、特に顧客債権の回収不能リスクについて、本質的に不確実である。最終的な状況は、危機がどのように終結するか、より広範には2021年度の経済的帰結に応じて、年度末の見積りとは異なり得る。

最後に、この財務成績は、当年度上半期において、金融市場の下落により、金融商品の公正価値の変動を通じて著しい影響を受けていることに注意が必要である（当年度上半期の要約連結財務諸表に対する注記12を参照）。当年度下半期における金融市場の動きは、ポートフォリオ管理に関する当グループの配分方法と相まって、2020年12月31日現在の金融商品の公正価値に明らかにプラスの変化をもたらした（注記8を参照）。

当グループはまた、2020年度において、他の要因の中でも特にパンデミックの間接的な影響を反映して、減損を認識した（注記10.8を参照）。

1.4.1.1 流動性リスク

当年度上半期の要約連結財務諸表に記載されている通り、2020年6月30日現在、当グループは、409億ユーロの強固な流動性ポジション（現金、現金同等物および売却可能な流動性の高い金融資産（総額）、Covid-19パンデミックの関連で2020年度上半期に買戻契約下で譲渡された有価証券65億ユーロを含む）、および銀行との間に109億ユーロの未使用の与信枠を有していた（当年度上半期の要約連結財務諸表に対する注記23.2.3および23.3を参照）。

2020年12月31日現在、当グループは、総額で324億ユーロの強固な流動性ポジション（現金、現金同等物および売却可能な流動性の高い金融資産、銀行との間の111億ユーロの未使用の与信枠を含む）を有していた（注記18.4および19.2を参照）。

1.4.1.2 売上高および営業債権

営業債権の減損

当グループは、信用損失の実績に基づく引当マトリクスを参照することにより、営業債権の減損を計算している（IFRS第9号の単純化されたアプローチ）。

中央政府によって導入された支援策、および当グループが顧客のために実施した支援策にもかかわらず、Covid-19パンデミックにより回収不能債権の額が増加する可能性が高いが、2020年12月31日現在ではまだそれほど顕著ではなかった。さまざまなグループ企業が実施したリスク分析の結果、パンデミックによる営業債権の減損の増加223百万ユーロが、損益計算書のその他の営業収益および営業費用に計上された。この金額は、フランスー発電と供給セグメントに係る80百万ユーロ、フランスー規制業務セグメントに係る58百万ユーロ、英国に係る68百万ユーロおよびベルギーに係る13百万ユーロから成る。EDF Tradingのポートフォリオに係る信用リスクもまた、売上高（トレーディング）において22百万ユーロ増加した。

この減損の増加は主に、慣習的に使用されている引当マトリクスが、特にフランスの事業顧客セグメントおよび英国において、パンデミックの結果、支払期間の長期化を反映して、ポートフォリオのより幅広い基盤の債権に適用されている事実起因する。また、現行モデルには反映されていないCovid-19パンデミックによりもたらされた特定の状況を考慮に入れるために、モデル後の修正により引当マトリクスに加えられた調整によっても説明される。これらの修正を決定するために、各国および顧客の種類（住宅顧客および産業部門別の事業顧客）ごとに異なるアプローチが導入された。

フランスでは、住宅顧客セグメントにおいて、現段階では信用リスクの増加は依然として緩やかである（当該ポートフォリオの顧客の大部分は自動引落しにより支払っており、現在までのところ、引落し拒否の増加は観察されていないこと、また、困難な状況にある顧客向けの支援策が導入されたことによる）。ただし、現行の引当マトリクスの構築に使用された12か月未満の債権より回収不能となるリスクが高いと考えられるパンデミック開始後に発生した貸倒懸念のあるすべての営業債権について引当率を引き上げ、また、特に2020年10月のINSEE（フランス統計局）による家計へのロックダウンの経済的影響に関する調査に基づき、Covid-19パンデミック後のフランスの失業率上昇の見通しを考慮に入れて、正常債権についても引当率を引き上げる修正が適用された。

事業顧客セグメントでは、ポートフォリオの上層（大規模顧客）において、外部の信用格付を参照する個別のモニタリングでは信用リスクの重要な増加は示されなかった。ポートフォリオの中下層（小規模および中規模事業、超小規模事業）では、（特に外部のマクロ経済予測、例えば、CofaceまたはEuler Hermes等の信用保険会社による出版物に基づいて）可能性あるデフォルト率の上昇を反映するために、当該ポートフォリオ内で最も高いリスクを伴うと判断された事業部門について引当マトリクスが修正された。ただし、当期末に入手可能なデータは、各事業に観察されたデフォルト水準が実際には2020年度において前年度より低いことを示している。これは「遅効性」によるものである。従って、当期末に使用された予測デフォルト率は、2021年度においてリスクが増大する可能性を予想信用損失に織り込んでいる。

フランスー規制業務セグメントでは、営業債権の減損の増加は、主に最終顧客への請求書に係る引渡部分に対するリスクを反映している。

英国では、同様のアプローチが使用され、住宅顧客と事業顧客を分離し、国の状況に応じてポートフォリオおよび事業セグメントを参照した。特に事業のデフォルト率上昇の可能性は、フランスよりも高いと考えられている。

イタリアでは、非遡及型の債権譲渡および信用保険契約を考慮して、信用リスクの増加は小幅であると考えられている。

営業債権の譲渡

一部のグループ企業は、営業債権について非遡及型の譲渡プログラムを利用している。当該プログラムにおける譲受者は、当該契約の非遡及の性質に影響を及ぼすような契約条項の再交渉を試みていない。

ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックおよび2020年3月17日からフランスの公的機関により導入された緊急措置により、非住宅顧客による電力消費量が減少し、これがEDFを含むすべての市場関係者に影響を与えた。

この電力消費量の減少に直面して、一部の供給業者は、ARENHメカニズムの下で2019年11月にEDFから購入した電力量を削減することの不可抗力事由を理由に、約定コミットメントの再検討を求めた。

フランスのエネルギー規制委員会（CRE）の3月26日付決定を確認し、4月17日にフランスの国務院は、関係するエネルギー供給業者が被った損失は「数か月間にわたり事業の存続を（中略）脅かすようなもの」ではなかったこと、また「これらの損失は、主務裁判官が当該請求につき判決を下すために必要な期間中に、かかる影響を与える可能性がある」ことを考慮し、2つのエネルギー供給業者協会により提起された申立を却下した。

2020年5月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は、Alpiq、GazelおよびTotal Direct EnergieとのARENH契約について、フランス政府による緊急措置の導入は当該契約の一時停止を必然的に伴い、不可抗力事由を構成するとの判決を下した。2020年7月28日、パリ控訴裁判所は、緊急申請裁判官の決定を支持した。EDFはこの判決に対し上訴した。Total Direct Energieは当該進行中の手続において残存する唯一の当事者である。

2020年6月2日にEDFは、エネルギー供給業者であるAlpiq、GazelおよびTotal Direct Energieに対し、当該契約が2か月を超えて一時停止された場合に認められることとして、ARENH契約の終了を通知した。この決定は、EDFの権利を保護するための予防措置として行われた。

1 2020年6月2日付プレスリリース「EDFがエネルギー供給業者3社にARENH契約の終了を通知」を参照。

この終了に対し緊急申請裁判官に異議が申し立てられ、同裁判官は、2020年7月1日にTotal Direct Energieに関して判決を下し、EDFの契約終了通知の効力を一時的に差し止めた。2020年11月19日にパリ控訴裁判所はその判決を覆し、EDFが2020年6月2日に通知した終了の効力を回復した。

その一方で、エネルギー供給業者3社は6月中旬に、EDFに対し不可抗力事由の終了を通知し、ARENH引渡しを再開された。CREは、当期末のTotal Direct EnergieへのARENH引渡しを一時停止する旨のEDFの要請を、11月19日のパリ控訴裁判所の決定を適用して認めなかったことから、2020年12月10日にEDFは、国務院に対し、CREの決定の取消しを求めて権力の濫用に関する訴訟を提起した。

これらの供給業者3社に対する約15日間の引渡停止（略式手続にてパリ商事裁判所が下した判決から供給業者による不可抗力事由終了通知まで）およびTotal Direct Energieへの引渡しの継続は、EDFにとって、2020年12月31日現在における数千万ユーロの逸失利益に相当する（当該期間中にARENH価格ではなく市場価格で販売された電力量の価格の影響による）。

2020年9月下旬には、Ohm Energieによって、不可抗力により2020年4月から6月までのARENH引渡しの一時停止をEDFが要請したことからEDFが違法に引渡しを継続したとの主張により、ARENH量に係る支払の猶予を求めるさらなる略式手続が開始された。2020年10月23日、パリ商事裁判所はOhm Energieの主張をすべて却下した。

上記の略式手続と並行して、当該案件の内容に関連する複数の訴訟が、不可抗力条項適用の違法な拒否を主張しそれにより引き起こされた不利益へのEDFの損害賠償を要求して、数件のARENH申請者によりパリ商事裁判所に提起された。これらの訴訟は係属中である。

1.4.1.3 有形固定資産

2020年度における無形資産および有形固定資産への総投資額は16,007百万ユーロであり（注記4を参照）、2019年度の16,797百万ユーロと比較して、790百万ユーロ減少した。これらの金額は資産計上された発電コスト（その他の対外費用に計上され、損益計算書上、同科目は当該項目を控除後で報告される）を含み、その合計額は2020年度7,888百万ユーロおよび2019年度7,932百万ユーロである。

Covid-19パンデミックは、その影響の性質および規模はさまざまなグループ企業ごとに異なるものの、無形資産および有形固定資産への総投資額に、2019年度と比較してグループ・レベルで全体的に緩やかな影響を与えた。

国や地域ごとに異なるウイルス感染拡大防止目的のナショナル・ロックダウンおよび実務の導入に伴い、一部の作業プロジェクトは中断および延期され、他の作業プロジェクトは継続したが遥かに遅いペースとなるかまたは、より長い期間がかかった。当年度下半期における作業再開の速度や集約度は、関係する業務や当グループが事業を展開する国により異なる。一部の作業はリモートで実行可能であり、その大部分はエンジニアリング作業であった。

新しい公衆衛生対策自体が、場合により、主に追加の予防活動、一部の作業領域での外部資源に係る緊張、および（ウイルス感染拡大防止目的の実務の採用、現場作業員の人数制限等による）特定の操作の完了時間延長の結果として、追加コストを発生させた。現場作業の継続および資産の完成に直接帰属する追加コストは、IAS第16号に準拠して資産計上されている。資産計上対象となる可能性のあった、生産活動の低下（sous-activité）に起因する重要な影響は、2020年12月31日現在では識別されなかった。延期および中断された作業現場の人員の動員解除ないし再動員のコストは費用計上された。

フランスー発電と供給セグメントでは、総投資額は2019年度から2020年度にかけて588百万ユーロ減少した（注記4を参照）。この減少の大部分はCovid-19の影響と関係がなく、以下の通りであった。

- ・稼働中の原子力発電所における計画された原子炉停止の一部が延期されると同時に、停止期間が延長され、コストが増加した。2020年10月29日に、EDFは、2025年度までのグラン・カレナージュ・プログラムに関する調整後コストを発表した。新たなコストの見積りは、主に当グループの900MW原子炉の第4回10年検査のために実施すべき作業に係る一次調査結果および、前年度の経験と2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの影響に基づく修正後の計画保守停止期間を反映している。
- ・2020年3月17日から、必要な安全および危機管理作業（または必須作業の完了）を除き、水力発電プロジェクトの作業が中断され、4月中旬から再開され、作業のペースは実質的に5月末までに通常に戻った。
- ・原子力エンジニアリング作業の大部分はリモートで実行可能であった。
- ・マンシュ地域でCovid-19感染の発生が識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された。フラマンヴィル3プロジェクトの現場作業は、2020年5月4日から段階的に再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。下半期の作業に基づくと、最終的にCovid-19パンデミックは、2019年度と比較して、2020年度のフラマンヴィル3への投資に重要な影響を与えなかった。なお、フラマンヴィル3EPRの主要二次回路接合部の修理作業に係る例外的な追加費用は、その他の収益および費用に計上された（注記7を参照）。

Enedis（フランスー規制業務セグメント）は、フランスのロックダウン期間中、接続、グリッド変更および電力網全般に関する作業を停止し、リンキー・メーターの設置を中断した。2020年5月11日から活発なペースで作業を再開することにより、特にリンキー・メーターの設置に関する未処理案件は減少した。これらの影響の結果、フランスー規制業務セグメント（Electricité de Strasbourgおよび島部業務も含む）による総投資額は、2019年度と比較して2020年度に423百万ユーロ減少した。これは2020年度上半期に観察された減少額と近似しており、主にパンデミックの影響に起因している。

英国では、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの作業が、開発の重要段階にある現場作業の人数減少により、2020年4月に減速した。EDF Energyによる総投資額は、2019年度から2020年度にかけて133百万ユーロ増加した。

EDF Renewablesの総投資額は、主に北米におけるプロジェクトに牽引されて、2019年度と比較して42百万ユーロの微増であった。

当グループが報告する有形固定資産の評価額には、IAS第23号「借入コスト」に定義する適格資産の場合に、建設期間中に発生した資産の資金調達に係る支払利息も含まれる。資産の開発が長期間停止される場合には、利息の資産計上も停止しなければならない。フラマンヴィルEPRプロジェクトはこのケースに該当し、関連する利息の資産計上が2020年3月16日から6月30日まで停止され、その結果、2020年12月31日現在の金融費用が120百万ユーロ増加した。

1.4.1.4 引当金

発電容量メカニズムーインバランス決済の支払

EDFは、2020年度のフランスの原子力発電量予測の上半期中における大幅な下方修正、および2020年6月25日に開催された発電容量競売の結果を考慮して、当年度上半期に係る財務諸表上、発電所運営者の立場において2020引渡年度につきインバランス決済の支払実施を要求される可能性が高いと判断し、2020年6月30日現在でこの目的のために137百万ユーロの引当金を計上した（フランスの発電容量メカニズム運営の詳細については注記5.1を参照）。2020年度に達成された最終的な発電量および、特に当年度下半期のピーク期間中におけるEDF発電所の供給力を考慮して、この引当金は当年度下半期において、EDFがフランスの発電容量メカニズムに関する義務を果たしたことから取り崩された。

不利契約引当金

当グループは、主に市場価格シナリオの変更を反映する目的で、不利契約（主にガス購入契約および一部の顧客契約）に関する引当金を更新した（注記5.2および17.2を参照）。新たな重要な不利契約は識別されなかった。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金

廃炉に関する進行中の作業は、2020年3月16日から停止された。これらの用地では、規制業務（環境、用地の安全性および危機管理の監視）のみが継続された。作業は2020年5月11日から再開された。

特定種類の現場廃炉作業の一時的な延期の結果、2020年12月31日現在、解体中の原子力発電所に関する廃炉引当金が45百万ユーロ増加した。

1.4.1.5 政府の支援策

Covid-19パンデミックの結果、フランスのグループ企業の一部は、業務の一時停止または減速が必要となり、政府により設定された一時解雇制度を利用した。2020年12月31日現在、受取補償額は18百万ユーロであり、人件費からの控除として認識されている。

パンデミックの期間中、一部の国は納税期限を延長した。他のグループ企業の中でも特にEDF Energyはこの措置を利用し、月次のVATの支払いを延期した。関連する金額は、2020年6月30日現在117百万英ポンドおよび2020年12月31日現在約104百万英ポンドであった。

1.4.1.6 その他の資産、負債、収益および費用

上述の情報に加えて、Covid-19パンデミックは、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、（注記1.3に記載したものと比較して）その他の特段の判断、見積りまたは仮定の使用を要しなかった。

1.4.2 IFRS第5号—EDISONのE&P事業の売却

Edisonの探査および産出は、イタリアおよび国際的な炭化水素事業におけるEdisonおよび当グループのすべての業務、採掘権および株式所有を管理している。

2019年7月4日にEdisonは、イタリアおよび国際的な炭化水素事業におけるEdisonおよび当グループのすべての業務、採掘権および株式所有を管理しているEdisonのE&P（探査および産出）の100%売却に関するEnergean Oil and Gasとの契約に署名したことを発表した。

その結果、EDFグループは、2019年12月31日現在の財務諸表において、E&P事業の売却をIFRS第5号に定義する非継続事業として分類した（2019年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記2を参照）。

2019年12月23日に、Edisonは、Energean Oil and Gasへの当該売却について、依然としてアルジェリアのE&P資産に関して政府の承認が待たれていることを明らかにした。

アルジェリアの当局が当該資産売却の承認を却下したことを受けて、2020年4月2日にEdisonの取締役会は、2019年7月4日付契約の範囲からアルジェリアのE&P資産を除外する売却契約改訂に署名することを承認した。

その後、Energeanが2020年5月19日に、ノルウェーにおけるEdisonのE&P事業のNeptune Energyへの売却提案を終了すると発表したことを受けて、ノルウェーの子会社を契約から除外する2度目の改訂が2020年6月28日付で署名された。当該取得の手続およびその新たな範囲は、2020年7月20日の臨時株主総会においてEnergeanにより承認された。

2020年12月17日に、EdisonとEnergeanは、炭化水素（石油および天然ガス）の探査および産出事業におけるEdison Exploration and Production S.p.A.の売却を完了した。売却価格は企業価値284百万米ドルを基礎とし、イタリアのCassiopeaガス・プロジェクトが運転開始した場合に初回引渡し時のPSVガス価格に応じて最大100百万米ドルとなる追加的対価が付されている。

Edisonはまた、2020年12月30日に、ノルウェー事業のSval Energiへの売却に関する契約に署名した。この取引はノルウェーの当局の承認を必要とし、2021年度上半期中に完了する予定である（Edisonの2020年12月30日付プレスリリースを参照）。

1.4.2.1 アルジェリアおよびノルウェーを除くE&P事業の2019年12月31日現在の表示

この状況から、IFRS第5号を適用して、2020年12月31日現在、EdisonのアルジェリアのE&P資産および負債の金額は、連結貸借対照表上、継続事業として報告されており、ノルウェーのE&P事業は、連結貸借対照表上、非継続事業として報告されている。

アルジェリアおよびノルウェーのE&P事業に係る純利益およびキャッシュの純変動は、個別の科目である「継続事業の純利益」に表示され、公表期間（2020年度および比較対象となる2019年度の数値）に係る損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書上の関連する科目に配分されている。

非継続事業の純利益および非継続事業によるキャッシュの純変動は、アルジェリアおよびノルウェーのE&P事業を除くEdisonのE&P事業に相当し、2020年12月17日の当該売却完了までの間、引き続き、公表期間に係る損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書上、個別の科目により報告されている。2020年12月31日現在、非継続事業の資産および負債は、ノルウェーのE&P事業を含み、注記3.2に記載されている。

この新たな状況における2019年12月31日現在の当グループ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。

2019年度の損益計算書に対する影響

(単位：百万ユーロ)	2019年度 公表済	IFRS第5号 の調整	2019年度 再表示
売上高	71,317	30	71,347
購入燃料およびエネルギー費用	(35,091)	-	(35,091)
その他の対外費用	(8,619)	(6)	(8,625)
人件費	(13,793)	(4)	(13,797)
法人所得税を除く税金	(3,798)	-	(3,798)
その他の営業収益および営業費用	6,692	(5)	6,687
減価償却費および償却費控除前営業利益	16,708	15	16,723
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	-	642
減価償却費および償却費（純額）	(10,002)	(18)	(10,020)
(減損)/戻入	(403)	-	(403)
その他の収益および費用	(185)	-	(185)
営業利益	6,760	(3)	6,757
総金融負債に係る費用	(1,806)	-	(1,806)
割引の影響	(3,161)	-	(3,161)
その他の金融収益および費用	4,606	(3)	4,603
金融損益	(361)	(3)	(364)
連結会社の税引前利益	6,399	(6)	6,393
法人所得税	(1,581)	49	(1,532)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	818	-	818
非継続事業の純利益	(454)	(43)	(497)
連結純利益	5,182	-	5,182
EDFの純利益	5,155	-	5,155
継続事業の純利益	5,597	42	5,639
非継続事業の純利益	(442)	(42)	(484)
非支配持分に帰属する純利益	27	-	27
継続事業の純利益	39	1	40
非継続事業の純利益	(12)	(1)	(13)

2019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)	2019年度 公表済	IFRS第5号 の調整	2019年度 再表示
営業活動：			
連結純利益	5,182	-	5,182
非継続事業の純利益	(454)	(43)	(497)
継続事業の純利益	5,636	43	5,679
減損/(戻入)	403	-	403
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	30	8,358
金融収益および費用	97	4	101
関連会社および共同支配企業からの受取配当金	349	-	349
資産譲渡損益	(508)	-	(508)
法人所得税	1,581	(49)	1,532
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	(818)	-	(818)
運転資本の変動	452	23	475
営業によるキャッシュ・フロー、純額	15,520	51	15,571
金融費用支出、純額	(798)	(4)	(802)
法人所得税支払額	(922)	7	(915)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー、純額	13,800	54	13,854
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	(54)	168
営業活動によるキャッシュ・フロー、純額	14,022	-	14,022
投資活動：			
持分投資の取得、取得現金控除後	(456)	-	(456)
持分投資の処分、譲渡現金控除後	293	-	293
無形資産および有形固定資産への投資	(16,709)	(88)	(16,797)
無形資産および有形固定資産の売却による収入、純額	94	-	94
金融資産の変動	1,294	-	1,294
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー、純額	(15,484)	(88)	(15,572)
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)	88	(78)
投資活動によるキャッシュ・フロー、純額	(15,650)	-	(15,650)
財務活動：			
株主とのキャッシュ・フロー	828	-	828
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	1,414	-	1,414
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー、純額	2,242	-	2,242
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)	-	(19)
財務活動によるキャッシュ・フロー、純額	2,223	-	2,223
継続事業による現金および現金同等物の純増加/(減少)額	558	(34)	524
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	37	34	71
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	595	-	595
現金および現金同等物の期首残高	3,290	-	3,290
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	595	-	595
為替変動の影響	(5)	-	(5)
現金および現金同等物に係る金融収益	17	-	17
組替の影響	37	-	37
現金および現金同等物の期末残高	3,934	-	3,934

1.4.2.2 EdisonのE&P事業の売却が2020年12月31日現在の連結財務諸表に与える影響

2020年12月31日現在、E&P事業(アルジェリアとノルウェーの資産を除く)の売却が連結純利益(「非継続事業の純利益」科目)に与える影響は、非継続事業の正味連結価額と追加的対価の見積額を含む売却価額との差額として決定された減損後で、(117)百万ユーロである(注記10.8を参照)。

この売却によってEDFグループの純負債額は187百万ユーロ減少した。

注記2. 重要な事象の要約

注記1.4.1に記載したCovid-19パンデミックおよび注記1.4.2に記載したE&P事業の売却以外の、2020年度の当グループの主たる重要な事象および取引は以下の通りである。

・原子力開発：

- ・ EDFは、ハンターストンB発電所を再開し、2022年1月までに廃炉フェーズに移行する計画を確認した。EDFはまた、サマセットのヒンクリー・ポイントB発電所が2022年7月15日までに燃料除去フェーズに入ることを発表した（EDF Energyの2020年8月27日および2020年11月19日付プレスリリースならびに注記10.8を参照）。
- ・ 当グループは、安全性を高め、原子炉の耐用年数を40年超に延長するために、グラン・カレナージュ・プログラムの費用を再調整した（2020年10月29日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。
- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの更新（2021年1月27日付プレスリリースならびに注記10.6および10.8を参照）。

・資金調達取引：

- ・ EDFは、新株に転換可能および/または既存株式と交換可能なグリーンボンド（OCEANES vertes）の画期的な売出しを行った（2020年9月8日付プレスリリースならびに注記18.3.2.2および14.5を参照）。
- ・ EDFは、ハイブリッド・ノート2本の発行を通じて21億ユーロを調達した（2020年9月8日付プレスリリースおよび注記14.4.2を参照）。
- ・ EDFとStandard Chartered Bankは、ESG基準に連動した200百万ユーロの信用枠に署名した（2020年10月30日付プレスリリースおよび注記18.4を参照）。

・再生可能エネルギー：

- ・ EDF Renewables、Enbridgeおよびwpdは、Fécamp洋上風力発電所の建設を開始した（2020年6月2日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- ・ EDFグループとCEIグループは、中国における洋上風力発電プロジェクトの建設および運営に係るパートナーとなった（2020年6月2日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- ・ EDEN Renewables Indiaは、1,350MWpの新たな太陽光発電所によりポートフォリオを拡大した（EDF Renewablesの2020年10月1日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- ・ EDF Renewables-Jinko Powerコンソーシアムは、世界最大の太陽光プロジェクトについて財務上の合意に達しアブダビにて建設を開始した（2020年12月22日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- ・ EDFは、フランス最大の水力発電プロジェクト（97MW）である新しいRomanche-Gavet水力発電所の運転を開始した（2020年10月9日付プレスリリースを参照）。
- ・ パリ協定5周年：EDFは、さらに高い野心的目標を定め、気候に関する新たなコミットメントを行った（2020年12月10日付プレスリリースおよび注記20を参照）。

2019年度の当グループの主たる重要な事象および取引は以下の通りであった。

・原子力開発：

- ・ フラマンヴィル3 EPR：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を受け、溶け込み接合部の修理に関するASNの決定により、当該プロジェクトの費用および予定表が修正された（2019年4月11日、2019年6月20日、2019年7月26日、2019年10月9日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。
- ・ ヒンクリー・ポイントC：HPCプロジェクトの費用、予定表および組織のレビューが行われた（2019年9月25日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。

・再生可能エネルギー：

- ・ EDFグループは、アイルランドの新たなパートナーであるESBとともに、スコットランドの450MW洋上風力発電所Neart na Gaoithe (NnG) の建設を開始した。ESBは当該プロジェクトの50%持分を取得している（2019年11月28日付プレスリリースならびに注記3.1および5.4.2を参照）。

フランスの複数年エネルギー計画（PPE）

2019年-2028年の期間を対象とするPPEが、2020年4月21日付政令2020-456により採択され、2020年4月23日付官報にて公布された。最終的な計画が2019年1月25日および2020年1月20日付で公表された草案と異なる点は、基本的に再生可能エネルギーに関連する。当該PPEは、2028年までに再生可能エネルギーによる電力の設置発電容量を2017年の水準の2倍に増加させ、PPE第1期中に着手予定である6件のプロジェクト提供により洋上風力発電容量を増加させるという目標を設定している。EDFの戦略はこの目標と完全に一致している。

原子力発電量を削減するために、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（注記5.4.3を参照）。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、2027年および2028年に早期閉鎖される予定である（電力価格および安全供給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年に早期閉鎖される可能性がある）。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。PPE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を規定している。

2020年4月のPPE採択により、2027年および2028年の原子炉2基の早期閉鎖に関するさまざまなシナリオを参照して、2020年6月30日現在の原子力引当金の再見積りが行われた。その結果、2020年12月31日現在の原子力発電関連引当金（主に廃炉引当金）が32百万ユーロ増加した（注記15.1.1.3を参照）。加速減価償却期間もこれらのシナリオに基づいて見積もられ、当年度下半期に減価償却費が増加したが、連結財務諸表に重要な影響は与えなかった（注記1.3.4.1を参照）。

フェッセンハイム発電所の原子炉閉鎖は、当該発電所の運転認可を終了する2020年2月18日付政令2020-129に準拠して、1号機原子炉について2020年2月22日に、2号機原子炉について2020年6月30日に行われた（注記5.4.3を参照）。

既存の原子力施設の規制に係る公開協議

2019年1月25日に公表されたPPE案において発表された通り、2020年1月にフランス政府は、既存の原子力施設の経済的規制ならびにその建設および運営原則の改革計画を推し進める基礎的な判断材料について貢献の要請を開始した。提案された規制は、ARENHメカニズムを置き換え、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ついて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ことを確保して提供することをEDFに義務付ける予定である。

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日に終了したこの協議に参加した。

この関連で、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、可能性ある政府の将来の規制下で原子力事業者が負担する費用の査定を実施し、原子力活動に対する公正な報酬を決定するようCREに委託した。2020年7月7日のフランス国民議会の経済問題委員会におけるヒアリングで、CREのJean-François Carenco会長は、CREがフランスの原子力発電コストに関する報告書を政府に提出したと述べた。CREはまた、2020年7月16日に当該報告書の結論を欧州委員会の競争総局に提出した。

既存の原子力施設を管理する新たな規制の条件は、現在、フランス政府および欧州委員会によって検討されている最中である。

注記3．連結範囲

会計原則および会計処理方法

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（注記12を参照）。

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 MarketsのLNG最適化活動、およびFriedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG) が遂行するガス貯蔵事業者の活動である。

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。

3.1 連結範囲の変更

3.1.1 2020年度中の連結範囲の変更

2020年度中に当グループの連結範囲に生じた変更は以下の通りであった。

- ・ 2020年12月17日におけるEdison Exploration and Production S.p.A. (E&P) の売却（注記1.4.2および3.2を参照）
- ・ EDF Pulse Croissance、Agregio、Energy2Market (E2M) およびIZIVIAの連結（注記3.3を参照）

3.1.2 2019年度中の連結範囲の変更

2019年度中に当グループの連結範囲に生じた変更は以下の通りであった。

- ・ 2019年5月におけるAlpiqに対するEDFの25%持分の売却（注記12を参照）
- ・ 2019年12月4日におけるNnGプロジェクトの50%のアイランドの電力会社ESBへの売却（注記5.4.2を参照）

2019年度中の再生可能エネルギーにおける主な取得は以下の通りであった。

- ・ EDF Renewablesは、太陽光プロジェクトを開発および運営するフランスの公益事業者であるLUXEL Groupの取得を完了した。
- ・ 英国において、Pivot Powerの取得により蓄電および電気自動車（EV）充電インフラの開発が加速した。

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、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・メカニズムを含んでいた。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かった。

スコットランドの洋上風力発電所Neart na Gaoithe (NnG) の50%のESBへの売却

2019年11月28日に、EDFグループは、スコットランドのNeart na Gaoithe¹ (NnG) 洋上風力発電所プロジェクトの建設およびアイ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の50%持分を有している。

¹ ゲール語で「風の力」である。

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。

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）、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。

再生可能エネルギーにおける取得—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、主に建設準備済ないし現在開発中のプロジェクトおよび数件の既に稼働中の発電所から構成される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目標の達成を視野に入れたものであり、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した。

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気自動車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。EDFの電力貯蔵計画の一環であるこの戦略により、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）に所在する最初の2件の蓄電プロジェクトは、2020年12月31日現在、建設中であり、2021年度に運転開始する予定である。

3.2 非継続事業

会計原則および会計処理方法

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。

IFRS第5号に準拠して、

- ・ 当年度中に売却目的保有と識別され分類された資産または資産のグループについては、過年度の貸借対照表における表示の変更不要し遡及再表示はない。
- ・ 非継続事業の要件を満たす資産または資産のグループは、財務諸表に表示される過年度に係る損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書において再表示される。

3.2.1 売却目的保有資産および関連する負債

（単位：百万ユーロ）	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
売却目的保有資産	2,296	3,662
売却目的保有資産に関連する負債	108	1,043

IFRS第5号の適用に基づく、売却目的保有資産および関連する負債の開示は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
非流動非金融資産(1)	316	893
非流動金融資産	1,811	1,925
流動非金融資産(2)	151	784
流動金融資産	18	60
売却目的保有資産合計	2,296	3,662

（単位：百万ユーロ）	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
非流動非金融負債(3)	86	711
非流動金融負債	1	34
流動非金融負債	21	298
流動金融負債	-	-
売却目的保有資産に関連する負債合計	108	1,043

(1) 非流動非金融資産は有形固定資産および無形資産から構成されている。

(2) 流動非金融資産は運転資本の構成要素と繰延税金資産から構成されている。

(3) 非流動非金融負債は引当金から構成されている。

2020年12月31日現在、売却目的保有資産および関連する負債は、以下に関係している。

- ・ EdisonのノルウェーのE&P事業に関する進行中の売却（注記1.4.2を参照）

・ Edisonの完全子会社であるInfrastrutture Distribuzione Gas (IDG)に関する進行中の売却

2020年12月31日現在、IDGの売却目的保有資産および関連する負債は、それぞれ98百万ユーロおよび7百万ユーロである。

2020年9月にEdisonは、2i Rete Gasとの間で、アブルッツォ地域の58市向けガス配送網および配送施設を運営する同社子会社であるIDGの売却について議論を開始した。これらの議論の結果、2021年1月に契約が締結された。この売却は、反トラスト規制に基づく承認を条件とし、2021年度上半期に完了すると予想されている（Edisonの2021年1月14日付プレスリリースを参照）。

・ CENGに対する投資の進行中の売却

CENGに対する保有持分は、2020年12月31日現在1,811百万ユーロの価額で売却目的保有資産に含まれている（2019年12月31日現在1,925百万ユーロ）。

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）。EDFは2014年度以後、CENGを支配するExelonと並んで、49.99%の持分を保有している。

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決議したことを通知した。

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。

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。CENG株式の売却価格は、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公正価値を基礎とする。

このCENG株式の売却は、当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。

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。承認は、2020年7月30日にFERC（連邦エネルギー規制委員会）により付与された。

売却プロセスは、2020年12月31日現在もなお継続中である。2020年度下半期に相互に評価額が提示されたが、最終価格については当事者の合意に至っていない。この段階では、プット・オプションについての当グループの評価は、追加の減損の重要なリスクを示唆していない。

売却目的保有資産および関連する負債の減少は、以下によるものである。

- ・ 2020年12月31日現在1,129百万ユーロの資産および910百万ユーロの負債に相当する、2020年12月におけるEdisonのE&P事業（アルジェリアおよびノルウェーの事業を除く）の売却（注記1.4.2を参照）
- ・ 2020年6月30日現在84百万ユーロの資産および5百万ユーロの負債に相当する、アルジェリアのE&P資産および負債の継続事業への再分類

3.2.2 非継続事業の純利益

「非継続事業の純利益」科目は、EdisonのE&P事業（アルジェリアおよびノルウェーの事業を除く）およびこれらの資産について認識された減損から成る。

2019年度および2020年度の当該E&P事業（アルジェリアおよびノルウェーの事業を除く）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)	2020年度	2019年度(1)
売上高	216	377
減価償却費および償却費控除前営業利益	86	237

営業利益	13	125
金融損益	(22)	(22)
法人所得税	(32)	(87)
純利益	(41)	16
非継続事業の減損、税引後(2)	(117)	(513)
非継続事業の純利益	(158)	(497)

(1) 2019年度の公表済数値は、E&P事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) 当初の契約条件から2019年度の減損を資産ごとに決定することは可能ではないため、E&P事業について2019年度に計上された減損総額は非継続事業に配分されたままである。

3.3 2020年12月31日現在の連結の範囲

当グループの事業部門は以下のように定義されている。

- ・ 発電・供給（G）：原子力、熱エネルギー、再生可能エネルギー（風力、太陽光および水力）の生産、ならびに産業、地方当局、小企業および個人顧客へのエネルギー販売。このセグメントはまた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。
- ・ サービスその他業務（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）。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。

EDFグループの連結に含まれる会社および下位企業集団の一覧は以下の通りである。

3.3.1 完全連結会社

		所有割合 (%) 2020年 12月31日現在	所有割合 (%) 2019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		100.00	100.00	0
CHAM SAS		100.00	100.00	0
Sowee		100.00	100.00	0
IZI Solutions		100.00	100.00	0
IZIVIA		100.00	-	0
EDF Pulse Croissance		100.00	-	0
Agregio		100.00	-	0
Energy2Market (E2M)		100.00	-	0
EDF ENR (IHENRS)		100.00	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	ベルギー	68.63	68.63	G,0
EDF Norte Fluminense 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	チリ	100.00	100.00	G

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2020年 2019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
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
Société C3	フランス	100.00	100.00	0
EDF Holding SAS	フランス	100.00	100.00	0
Citelum	フランス	100.00	100.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	G
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	92.46	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

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

3.3.2 共同支配事業

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2020年 2019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

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

3.3.3 持分法適用会社

		所有割合 (%) 2020年 12月31日現在	所有割合 (%) 2019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
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	ルクセンブルグ	21.99	24.66	0
Géosel Manosque (EDF Invest)	フランス	38.35	38.35	0
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	24.50	24.50	0
Thyssengas (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 (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	50.00	G
Switch (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
MiRose (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Red Pine (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	英国	40.00	-	0
Valentine Solar (EDF Invest)	米国	50.00	-	G
Glacier's Edge (EDF Invest)	米国	50.00	-	G
Nicolas Riou (EDF Invest)	カナダ	50.00	-	G
Arada (EDF Invest)	ポルトガル	30.00	-	G
Cabreira (EDF Invest)	ポルトガル	30.00	-	G
Montemuro (EDF Invest)	ポルトガル	30.00	-	G
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	フランス	24.50	-	0
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
Generadora Metropolitana (GM)	チリ	50.00	50.00	G
Nachtigal Hydro Power Company	カメルーン	40.00	40.00	G

事業部門：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。

3.3.4 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 (%) 2020年12月31日現在	議決権保有比率 (%) 2020年12月31日現在
Edison SpA	97.45	99.48
EDF Investissements Groupe SA	92.46	50.00

注記4. セグメント報告

4.1 事業セグメントによる報告

会計原則および方法

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 SAのエネルギー生産および販売業務。このセグメントはまた、下流部門（B2BおよびB2C、集合体）で事業を営む企業ならびにすべてのEDF Investの株式保有を含む。
- ・ 「フランスー規制業務」：EnedisおよびElectricité de Strasbourgの配電業務ならびにEDFの島部業務。
- ・ 「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。

4.1.1 2020年12月31日現在

(単位:百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業(5)	セグメン ト間消去	合計
損益計算書:											
対外売上高	27,112	16,178	1,900	9,041	5,937	2,242	1,069	3,729	1,823	-	69,031
セグメント間売上高	1,249	50	1,395	-	30	178	513	483	304	(4,202)	-
売上高合計	28,361	16,228	3,295	9,041	5,967	2,420	1,582	4,212	2,127	(4,202)	69,031
減価償却費および償却費控除前営業利益	7,412	5,206	534	823	683	380	848	290	261	(263)	16,174
営業利益	2,270	1,893	269	(947)	134	98	354	(32)	99	(263)	3,875
貸借対照表:											
のれん	109	223	1,332	7,569	98	37	183	572	142	-	10,265
無形資産および有形固定資産	60,773	65,383	2,603	20,537	5,286	2,127	9,782	2,255	647	-	169,393
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	2,859	-	65	119	156	1,991	1,197	75	332	-	6,794
金融資産および現金(2)	52,134	339	263	14,833	400	654	1,727	170	6,897	-	77,417
その他セグメント資産(3)	19,901	5,608	1,763	4,772	1,661	662	866	1,919	2,574	-	39,726
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	485	1,811	-	-	-	-	2,296
資産合計	135,776	71,553	6,026	47,830	8,086	7,282	13,755	4,991	10,592	-	305,891
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,613)	(3,314)	(276)	(1,122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10,838)
減損	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
自己資本(非支配持分)	118	38	115	7,090	178	423	828	284	519	-	9,593
無形資産および有形固定資産への投資	5,503	4,187	215	3,485	492	191	1,650	257	27	-	16,007
借入金およびその他の金融負債	67,534	2,335	288	5,311	1,737	11,564	6,537	1,695	264	(31,674)	65,591
- 対外負債	60,181	761	198	225	823	96	2,792	312	203	-	65,591
- セグメント間負債(6)	7,353	1,574	90	5,087	913	11,468	3,747	1,380	62	(31,674)	-

- (1) 2020年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランスー発電と供給セグメントの一部であるCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) の50.1%を含む。
- (2) 金融資産および現金は主に28,398百万ユーロのフランスー発電と供給セグメントの専用資産(注記18.1.2を参照)および13,034百万ユーロの英国セグメントのNLF債権(注記18.1.3を参照)から構成されている。
- (3) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権、その他の債権および税金資産を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランスー規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,993百万ユーロである(注記13.3.4を参照)。
- (4) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。
- (5) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した912百万ユーロのトレーディングのマージンを含む。
- (6) セグメント間負債の金額は当グループの集中キャッシュ・マネジメント(フランスー発電と供給セグメントに含まれるEDF SAによるキャッシュ・プーリング)ならびに被支配子会社、特にEDF International(その他国外セグメント)およびEDF Energy(英国セグメント)の資金調達に相当する。

4.1.2 2019年12月31日現在

(単位:百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome	英国	イタリア (5)	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業(6)	セグメン ト間消去	合計
損益計算書:											
対売上高	26,658	16,072	1,895	9,570	7,565	2,507	1,043	3,732	2,305	-	71,347
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	7,597	2,690	1,565	4,281	2,728	(4,422)	71,347
減価償却費および償却費控除前営業利益	7,615	5,101	527	772	593	339	1,193	349	505	(271)	16,723
営業利益	3,483	1,892	230	(349)	69	42	670	(18)	1,009	(271)	6,757
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
金融資産および現金(2)	51,246	407	276	14,693	485	533	1,351	260	10,303	-	79,554
その他セグメント資産(3)	18,526	5,233	2,132	5,352	1,678	790	861	2,001	2,736	-	39,309
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	1,737	1,925	-	-	-	-	3,662
資産合計	130,712	69,362	6,430	47,171	9,517	7,565	13,247	5,168	14,112	-	303,284
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,047)	(3,200)	(263)	(1,009)	(427)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	(10,020)
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	376	227	1,608	275	48	-	16,797
借入金およびその他の金融負債	68,192	2,002	342	5,323	1,723	8,315	5,746	1,691	210	(26,164)	67,380
- 対外負債	62,121	783	233	224	762	93	2,695	340	129	-	67,380
- セグメント間負債(7)	6,071	1,219	109	5,098	961	8,221	3,052	1,351	81	(26,164)	-

- (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、フランスー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) 金融資産および現金は主に26,018百万ユーロのフランスー発電と供給セグメントの専用資産（注記18.1.2を参照）および13,303百万ユーロの英国セグメントのNLF債権（注記18.1.3を参照）から構成されている。
- (3) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権、その他の債権および税金資産を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランスー規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,667百万ユーロである（注記13.3.4を参照）。
- (4) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。
- (5) 2019年度の公表済数値は、E&P事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（注記1.4.2を参照）。
- (6) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した1,026百万ユーロのトレーディングのマージンを含む。
- (7) セグメント間負債の金額は当グループの集中キャッシュ・マネジメント（フランスー発電と供給セグメントに含まれるEDF SAによるキャッシュ・プーリング）ならびに被支配子会社、特にEDF International（その他国外セグメント）およびEDF Energy（英国セグメント）の資金調達に相当する。

4.2 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。

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他 ⁽¹⁾	合計
2020年度：				
対売上高：				
－フランス ⁽²⁾	27,261	15,731	298	43,290
－国外およびその他事業	18,601	-	7,140	25,741
売上高	45,862	15,731	7,438	69,031

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他 ⁽¹⁾	合計
2019年度：				
対売上高：				
－フランス ⁽²⁾	26,834	15,607	289	42,730
－国外およびその他事業 ⁽³⁾	21,884	-	6,733	28,617
売上高	48,718	15,607	7,022	71,347

(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4.1を参照）。

(3) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている。

注記5．減価償却費および償却費控除前営業利益

（単位：百万ユーロ）	注記	2020年度	2019年度 ⁽¹⁾
売上高	5.1	69,031	71,347
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(32,425)	(35,091)
対外サービス費用		(13,072)	(13,142)
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）		(3,524)	(3,598)
棚卸資産および資本財の変動		7,888	7,932
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少		247	183
その他の対外費用⁽²⁾		(8,461)	(8,625)
人件費	5.3	(13,957)	(13,797)
給与税		(292)	(250)
エネルギー税		(1,635)	(1,674)
その他の法人所得税以外の税金 ⁽³⁾		(1,870)	(1,874)
法人所得税以外の税金		(3,797)	(3,798)
その他の営業収益および営業費用	5.4	5,783	6,687
減価償却費および償却費控除前営業利益		16,174	16,723

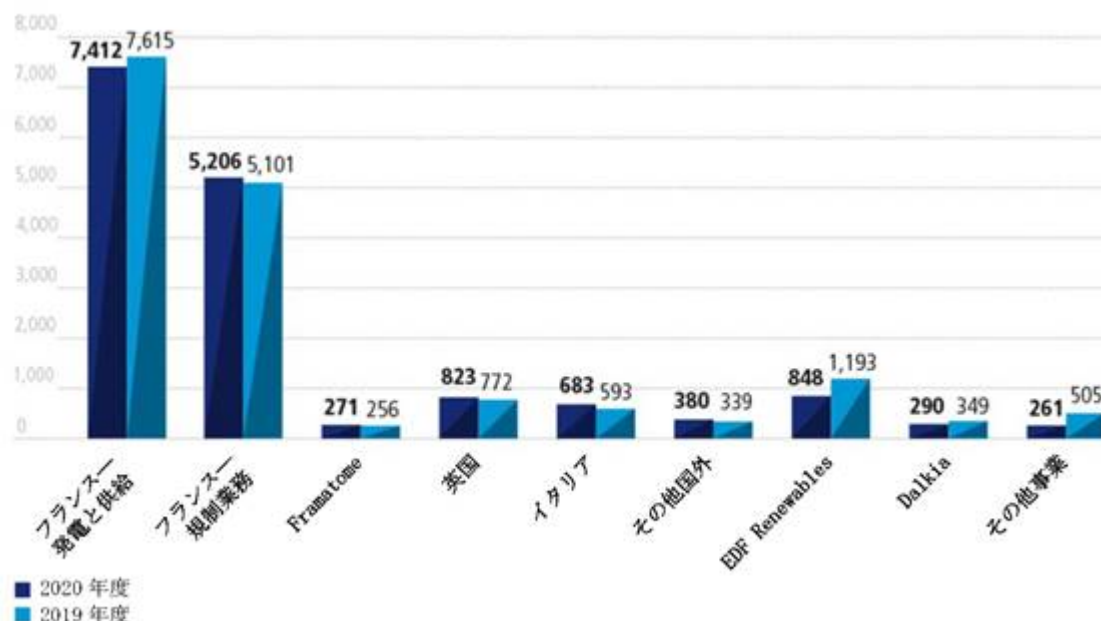
(1) 2019年度の公表済数値は、E&P事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) 外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、その他の対外費用は、2019年度と比較して2.8%減少した。

(3) 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。外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、その他の法人所得税以外の税金は、2019年度と比較して1.3%増加した。

当グループの2020年度の連結ベースの減価償却費および償却費控除前営業利益は16,174百万ユーロであり、2019年度と比較して3.3%減少した。

当グループの2020年度および2019年度の減価償却費および償却費控除前営業利益の事業セグメント別の内訳（百万ユーロ単位）は、以下の通りである（注記4.1を参照）。



外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益は、-2.7%ないし(450)百万ユーロの減少となった。この減少は、主に、フランスー発電と供給（-2.7%ないし(203)百万ユーロ）、EDF Renewables（-23.0%ないし(274)百万ユーロ）、その他事業（-44.8%ないし(226)百万ユーロ）、およびフランスー規制業務（+2.1%ないし+105百万ユーロ）に起因する。

フランスー発電と供給セグメントの減価償却費および償却費控除前営業利益の減少(450)百万ユーロは、基本的に、Covid-19パンデミックの影響によるものであり、この影響は(9)億ユーロと見積もられ、具体的には原子力発電量の低下と消費の減少に起因する。フェッセンハイムの閉鎖を含む発電所の供給力の低下に関連するその他の影響は、エネルギー価格のプラスの効果（料金値上げ-注記5.1.1を参照）および発電容量市場収益の増加（注記5.1を参照）によって相殺された。

フランスー規制業務の減価償却費および償却費控除前営業利益は、Covid-19パンデミックによる(2)億ユーロの影響（引渡量和接続サービスの低下）および温暖な天候にもかかわらず、TURPE 5料金の指標の変更（注記5.1.1を参照）が支えとなり、105百万ユーロ増加した。

発電事業の成長にもかかわらず、EDF Renewablesの減価償却費および償却費控除前営業利益は、主に、2019年度の洋上風力発電所NnGの50%の売却に続く仕組資産の開発および売却量の減少（(3)億ユーロ）に起因して、(274)百万ユーロ減少した。

英国セグメントの減価償却費および償却費控除前営業利益の76百万ユーロの増加は、特に原子力の電力価格上昇によるプラスの効果に起因するが、Covid-19パンデミックの影響（(2)億ユーロ）および原子力発電量の水準低下によって相殺された。

その他事業の減価償却費および償却費控除前営業利益の(226)百万ユーロの減少は、主に、不利契約引当金の増加を反映したガス事業の影響(122)百万ユーロと、2019年度の卓越した業績の後に2020年度は安定した業績となったEDF Tradingの減少(82)百万ユーロに起因する。

5.1 売上高

会計原則および方法

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すべての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。

トレーディング業務

売上収益は、基本的にEDF Tradingによる、IFRS第9号の適用範囲に含まれるエネルギー市場のトレーディング取引に係る実現マージンを含み、これらは公正価値で認識される。

EDF Tradingは当グループのトレーディング企業である。同社は、当グループの事業資産を裏付けとして、与えられたリスク権限の範囲内で、当グループの他の企業を代表して、また、自社目的ないしグループ外企業のためのトレーディング業務を通じて、市場取引を行っている。

EDF Tradingは、組織的市場または店頭市場において、先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ取引を行っている。

EDF Tradingは、欧州および北米の卸売市場において、以下を対象とした売買取引を行っている。

- ・ 電力および燃料（主にガス）
- ・ CO2排出許可証、天候デリバティブおよびその他の環境商品
- ・ 発電容量保証

EDF Tradingはまた、エネルギー供給業務の一環として、北米の非規制市場での取引も行っている。

LNGの最適化およびトレーディング業務は、Jeraとの共同支配企業であるJera Global Marketsへの投資を通じて行われている。

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、ピーク期間中の確実な電力供給を確保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。

2020年度から2021年度の冬期の電力供給確保に対するCovid-19パンデミックの影響を考慮して、また発電容量メカニズムの有用性および効率を最大化するために、RTEは、一定の条件に対し例外的な調整を行い、供給力拡大の意思がある発電容量事業者に対し一定の規制上の制約を緩和した（特に上方バランス調整料および遅延認証料の免除）。

従って、RTEは、2020年9月18日に発電容量メカニズムに係る現在入手可能な透明性情報の要約を公表し、参加者が今後数年間の当該メカニズムの発電容量保証に関する需給バランス状況を評価できるようにした。

RTEはまた、2020年度向けに更に2回のバランス調整会議を開催し、2021年度の需要応答入札がより魅力的となるよう変更を加えた。入札および引受量は2倍となり、2020年11月から入札可能であった発電容量にボーナスが追加された。

2020年度においては、2020年度以降の年度向けの発電容量価格について、6月の入札から大幅な上昇が記録された。これは主に、Covid-19危機下において、市場参加者がピーク期間中の発電所の供給力低下を予想したことによるものである（注記1.4.1を参照）。

2017年度、2018年度、2019年度および2020年度の市場参照価格は、それぞれkW当たり10.0ユーロ、9.3ユーロ、17.4ユーロおよび19.5ユーロであった。2021年度の引渡しに向けて2020年度に行われた6回（3月、4月、6月、9月、10月、12月）の入札の結果、価格は、時系列でkW当たり19.5ユーロ、19.2ユーロ、47.4ユーロ、29.5ユーロ、32.7ユーロおよび39.1ユーロであった。

2022年度の引渡しに向けても2020年度に入札が可能であった。行われた4回の発電容量入札の結果、価格は、時系列でkW当たり16.6ユーロ、38.9ユーロ、18.1ユーロおよび18.2ユーロであった。

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。さらに、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、ARENH価格は当初の設定以来変更されていないものの、当該価格には発電容量メカニズムが発効した2017年1月1日以来、発電容量価額が含まれていると考えられている。
- ・ 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。
- ・ 施設事業者は、有効な発電容量が認証された発電容量を下回る場合には、当該義務の解消（リバランスまたは決済メカニズム）に要する費用の最善の見積りに相当する額をもって負債（未払費用または引当金）を計上する。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。

- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

- ・ **英国のシステム**：英国の発電容量メカニズムは、必要な時に確実にエネルギーの引渡しが行なわれるよう、発電容量の信頼できる提供元に対し電力収益とは別に支払いを行うことにより確実な電力供給を確保する目的で、2014年度に導入された。同メカニズムは、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購入エネルギー費用に認識される。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、発電容量メカニズムが創設された。

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。Edisonは2020年度の入札には参加しなかった。

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、適切な場合にはTERNAへの払戻額について、または当該発電所が利用不能となった場合に減額される。

5.1.1. フランスにおける規制の変更

フランスの規制電力販売料金—「青色」料金

フランスのエネルギー法第L.337-4条に従い、規制電力販売料金は、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'ÉnergieまたはCRE）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国务院は、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一般的経済的利益の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。

域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付欧州指令（EU）2019/944に準拠して、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は規制販売料金の継続を認め、同料金は、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、住宅顧客ないし事業顧客向けに引受電力水準36kVAまで確保されている。

フランスのエネルギーおよび気候法は、非住宅顧客向け規制販売料金の一部廃止の条件を規定しており、これに伴う施行決定は2019年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記4に記載されている。

2020年度における法律の施行は、具体的に以下に関するものであった。

- ・ 規制販売料金に関する顧客の適格性または不適格性の識別。
- ・ データを他の供給業者に利用可能とする。
- ・ 不適格な顧客に対し、規制料金契約の終了日と共に、選択した供給業者との間で2021年1月1日までに発効する市場レート契約に申し込む必要があることを通知する。これを怠った顧客は、現在の供給業者との間で、CREが認証した市場レート契約への切替えを自動的に引き受ける。

料金改定

フランスのエネルギー法第L.337-4条に準拠して、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。

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。

2020年7月2日付決定において、2020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考慮し、エネルギー法を適用して、CREは、住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.54%（税抜き1.82%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.58%（税抜き1.81%）の引上げを提案した。このCREの提案は、2020年7月31日付官報に公告された2020年7月29日付の料金決定において確認され、2020年8月1日付で適用された。

2021年1月14日付決定において、CREは、2021年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.61%（税抜き1.93%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み2.61%（税抜き3.23%）の引上げを提案した。この引上案は、エネルギー供給および発電容量保証のコスト上昇、2019年度および2020年度の規制販売料金に係る費用収益間の差額をカバーする「キャッチアップ」調整、特にCovid-19パンデミックに関連して、2021年度に係る未回収債権予測に関する販売コストの変動、ならびに、引き続き規制料金に適格な非住宅顧客に関する販売コストの調整を特に考慮に入れている。このCREの提案は、2021年1月31日付官報に公告された2021年1月28日付の料金決定において確認され、2021年2月1日付で適用されている。

「TURPE」送配電網使用料金

電力網事業者であるEnedisおよびRTEが公共送配電網管理のために負担する費用は、フランスのエネルギー法第L. 341-2条以下に規定する通り、当該電力網の使用に係る「TURPE」料金により賄われる。

これらの料金は、当該送配電網に接続している利用者に適用される。

TURPE料金は、CREが提出する理由が付された提案書を受けて、環境移行省により承認される。

2016年11月17日にCREは、2017年8月1日から2021年7月31日までのTURPE 5の送電（高電圧）およびTURPE 5の配電（中電圧および低電圧）料金に関する決定を公表した。

2018年6月28日に、CREは、TURPE HTA-BT（中電圧-低電圧）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。この決定は特に、国務院の2018年3月9日付の一部取消し決定の施行を反映していた。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。

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l'énergie）による承認後、2021年1月21日にTURPE 6の送電（高電圧）およびTURPE 6の配電（中電圧-低電圧）に係る2つの決定を公表した。これらの料金は2021年8月1日から2025年7月31日まで適用される。

TURPE 5の送電料金

2019年6月6日に、CREは、高電圧電力網に係る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%および収益費用調整勘定（CRCP）¹均衡のための0.55%である。

1 料金の基礎となる予測値と実績値の主な差異を測定し相殺するメカニズムである。

2020年5月14日に、CREは、高電圧電力網に係るTURPE 5料金を、2020年8月1日から-1.08%引き下げる決定を採択した。その内訳はインフレ+0.92%およびCRCP均衡-2%であった。

TURPE 6の送電料金

2021年1月21日付決定2021-12において、CREは、RTEの資産基盤に対する利益率について名目税引前加重平均資本コスト（WACC）を、TURPE 5の6.125%に対し、4.6%に設定した。2021年8月1日付の料金引上げは平均+1.09%であり、料金期間にわたる平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体の平均は年間+1.57%となる。TURPE 6送電料金に関する当該CREの決定は、2021年1月21日に公表された。

第2のTURPE 5配電料金

2019年6月25日に、CREは、中電圧および低電圧電力網に係る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%であった。

2020年5月20日付決定によりCREは、中電圧および低電圧電力網に係る第2のTURPE 5料金の2020年8月1日付の+2.75%の引上げを採択した。この引上げの内訳はインフレ+0.92%、CRCP均衡+1.85%および国務院の2018年3月9日付決定の適用-0.02%である。

TURPE 6の配電料金

2021年1月21日付決定2021-13において、CREは、資産に係るマージン2.5%（第2のTURPE 5から変更なし）および追加の規制資本利益率2.3%（主に市場金利の低下および法人所得税率の低下の結果として、第2のTURPE 5の4%と比較して）を設定した。2021年8月1日付の料金引上げは平均+0.91%であり、料金期間にわたる平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体の平均は年間+1.39%となる。TURPE 6配電料金に関する当該CREの決定は、2021年1月21日に公表された。

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、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。当該手続はパリ商事裁判所にて係属中である。

電力平準化基金

中電圧および低電圧電力網に係るTURPE 5料金はすべての電力網事業者で同一である。これは効率的な電力網事業者に相当することを条件に、Enedisが負担する費用の予測を基礎とし、さらにEnedis電力網の接続消費者数、その消費量および申請された電力水準に係る予測を基礎として決定される。

この料金は一部のサービス地域の特定ニーズを常にカバーできるとは限らないため、電力網運営状況の格差を補うために電力平準化基金（FPE）が存在する。エネルギー法は、公共電力網運営に起因する配電コストを公共配電網事業者間で分担することを求めている。コスト配分を算定するための標準公式は、政令および省令にて定義され、すべての配電網事業者に適用される。EDFグループ内でこれに関係する企業は、Enedis、Electricité de StrasbourgおよびSEIである。

2020年7月23日にCREは、電力平準化基金（Fonds de Péréquation de l'Electricité）から、CREの決算分析に基づく評価を選択した事業者であるSEI、Électricité de MayotteおよびGérédisの3社への最終的な配分額を設定する決定を公表した。SEIの2020年度に係る配分額は198.5百万ユーロと設定されている。

2020年10月22日付省令は、2020年度に係る対象配電網の事業者について電力平準化基金への支払拠出額および受取配分額を規定している。Strasbourg Electricité RéseauxおよびEnedisによる要支払固定拠出額はそれぞれ2.5百万ユーロおよび27.7百万ユーロである。

ARENH

2011年に創設された既存の原子力発電への規制接続のためのARENH¹ スキームは、代替供給業者に対し、基本契約に署名後、フランスのエネルギー法の規定に基づいて決定された設定量につき規制価格にてEDFから電力を購入し最終顧客に供給する権利を与える。このスキームは、電力網事業者がエネルギー損失を補うためにも利用可能である。

1 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique

CREの提案を受けてエネルギーおよび経済担当大臣が決定したARENH価格は、2012年1月以後、MWh当たり42ユーロに維持されている。これは電力引渡しを含み、関連する発電容量保証を組み込んでいると考えられている。

最終顧客の需要を賄うために当該スキームに申請する供給業者に対しARENHシステムの下で販売可能な限度量の合計は、当初、年間100TWhに設定されていた。

2020年11月12日付決定2020-277において、エネルギー法の求めに従いCREは、2021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。この決定は、2020年11月にARENHの超過申請があった場合には、該当期間に行われた新規のARENH申請のみに削減が適用される旨を規定した。

当該決定にはまた、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）旨ならびに、EDFが支配する子会社は、ARENHシステムおよび供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨も明記された。規制電力販売料金の算定に係る決定2020-002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。

2020年11月19日付政令2020-1414は、ARENHおよびCSPEメカニズムに関するエネルギー法の規制関連条項を改訂し、供給業者とEDFの間で支払われるARENH価格の補足額の配分方法を定め、限度量に達した場合のARENH価格の補足額の算定および配分方法を定める役割をCREに命じた。同政令は、支払に不履行が発生した場合に適用される措置を改訂し、該当する購入者は最初の送電停止時から1年間、ARENH販売を禁止される旨を規定した。

2019年11月8日付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、この当初100TWh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、ARENH引渡し限度量合計を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、2021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。

2021年度の引渡しに係る2020年11月の期間中のARENH申請は、合計146.2TWh（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、引渡し量は合計100TWhであり、前年度と同様にCREが各供給業者の申請を削減した。このほかに、ARENHメカニズムを複製した契約を通じておよび電力網損失を補填するためにEDFが子会社に対し販売した量があった（26.3TWh）。

Covid-19パンデミックに関連して、CREは2020年3月26日付決定2020-071により、ARENHメカニズムに関し供給業者に有利な措置を導入した。当該措置は、2020年度のARENH超過申請に対する「CP2²」ペナルティを取り消す措置、およびCREの2020年4月9日付決定2020-076に詳述された通り、2020年3月25日付省令2020-316に定義された条件に基づいて供給業者の要請に応じARENH請求書の決済を繰り延べる措置から構成されていた。

2 ARENH超過申請に対するペナルティ

EDFはまた、不安定な状況にある小規模供給業者に対し特別な支払条件を提供した。当該条件の申請方法は、CREの2020年4月9日付決定2020-076により定められた。

ARENHメカニズムに関連する訴訟もまた、Covid-19パンデミックに関連して、一部のエネルギー供給業者から提起されている。詳細については注記1.4.1に記載されている。

2020年12月17日付決定2020-315において、CREは政令2020-1414により導入された改訂を織り込むためのARENH基本契約モデルの変更を提案し、また、2020年11月12日付決定2020-277および2020年12月2日付決定2020-285において、CREは限度量に達した場合のARENH価格の補足額の算定および配分方法を定めた。

5.1.2 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)	2020年度	2019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	62,918	65,790
－エネルギー ⁽²⁾	43,767	46,620
－エネルギー関連サービス（引渡しを含む） ⁽³⁾	19,151	19,170
その他商品およびサービス売上高	5,201	4,531
トレーディング	912	1,026
売上高	69,031	71,347

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) エネルギー売上高は、2020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1,112百万ユーロ（2019年度1,548百万ユーロ）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。2020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。2019年度も同じセグメントであった。

(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に関係している。ただし、EDF EnergyおよびEdisonに関係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。EDF EnergyおよびEdisonによる引渡サービスは、注記5.2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。

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、当グループの売上高は、Covid-19パンデミックの影響(23)億ユーロを含め、3.4%ないし(24)億ユーロ減少した。この売上高の減少に主に関係したセグメントは、イタリア（-21.8%ないし(16)億ユーロ）、その他事業（-19.5%ないし(4)億ユーロ）、Dalkia（-8.9%ないし(3)億ユーロ）および英国（-1.9%ないし(2)億ユーロ）であり、一方で、フランスー発電と供給セグメント（+0.6%ないし+2億ユーロ）では増加が見られた。

フランスー発電と供給セグメントの売上高が、Covid-19パンデミックの影響(11)億ユーロにもかかわらず2億ユーロ増加したのは、エネルギー価格の影響（規制販売料金の引上げを含む、上述の規制料金の項を参照）および発電容量収益の増加（上述の発電容量メカニズムの項を参照）が、Covid-19の影響を除く原子力発電量の減少により一部相殺されたことによるものである。

フランスー規制業務の売上高の増加（+1億ユーロ）は、特に、2020年度の極めて穏やかな天候およびCovid-19パンデミックの影響（(3)億ユーロ）により引渡量が大幅に落ち込んだ時期に、2020年度に適用された引上後のTURPE 5料金の改定（上述の規制料金の項を参照）に起因する。

2020年度に観察されたイタリア・セグメントの売上高水準の低下（(16)億ユーロ）は、主に全市場にわたる価格下落に伴うガス事業に係る不利な価格および数量の影響（(15)億ユーロと見積られる）、ならびに電力事業における穏やかな天候および不利な価格の影響（(2)億ユーロと見積られる）によるものである。

その他事業セグメントによる売上高の(4)億ユーロの減少は、基本的にLNG事業に起因しており、当該事業は卸売価格の大幅な下落および当グループの発電容量の利用低下により不振となった。

Dalkiaは、エネルギー価格の変動およびCovid-19パンデミック（Dalkiaの売上高に対する影響(2)億ユーロ）の不利な背景を反映して、売上高が(3)億ユーロ減少した。

英国では、主にCovid-19パンデミックによる不利な影響（(5)億ユーロ）、原子力発電量の減少および発電容量収益の減少により、原子力発電の実現販売価格の上昇による有利な影響にかかわらず、売上高は(2)億ユーロ減少した。

5.2 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)	2020年度	2019年度 ⁽¹⁾
購入燃料使用分－発電 ⁽²⁾	(10,162)	(11,700)
エネルギー購入 ⁽²⁾	(14,645)	(15,041)
送電および引渡費用	(7,916)	(8,325)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(22)	(7)
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	320	(18)
燃料およびエネルギー購入費用	(32,425)	(35,091)

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) 購入燃料使用分およびエネルギー購入は、2020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514百万ユーロおよび1,674百万ユーロ（2019年度417百万ユーロおよび3,117百万ユーロ）を含む。2020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、フランスー発電と供給（電力）、英国（ガス）、その他国外（Luminusーガスおよび電力）ならびにDalkia（ガス）である。2019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（核燃料、核分裂性物質、ガス、石炭、石油およびバイオマス）、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、フランスの購入義務メカニズムに基づいて行われた購入を含む。

5.3 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)	2020年度	2019年度(1)
賃金および給料	(9,024)	(8,914)
社会保障費	(2,020)	(1,951)
従業員利益分配	(271)	(277)
人件費関連のその他の抛却	(347)	(360)
短期給付に連動するその他の費用	(219)	(251)
短期給付	(11,881)	(11,753)
確定抛却制度に基づく費用	(952)	(988)
確定給付制度に基づく費用	(944)	(801)
雇用後給付	(1,896)	(1,789)
その他の長期費用	(155)	(222)
退職手当	(25)	(33)
その他の人件費	(180)	(255)
人件費	(13,957)	(13,797)

(1) E&P事業の範囲の変更起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2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、フランスー規制業務、EDF RenewablesセグメントおよびDalkiaにおいて、2019年度と比較して1.1%増加した。

平均従業員数の内訳は以下の通りである。

(単位：人)	2020年度	2019年度
IEG従業員	95,530	96,818
その他	65,673	64,704
平均従業員数	161,203	161,522

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、一括登録書類の「環境・社会情報—人的資源」セクションのセクション3.4.2.1.1「EDFグループの従業員数」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）。

5.4 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	2020年度	2019年度(1)
営業補助金	5.4.1	8,305	7,834
連結除外による純利益	5.4.2	221	576
固定資産売却益	5.4.2	(229)	(188)
流動資産に対する引当金の純増加(2)		(203)	(107)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(348)	(54)
その他の項目	5.4.3	(1,963)	(1,374)
その他の営業収益および営業費用		5,783	6,687

(1) E&P事業の範囲の変更起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) Covid-19パンデミックによる営業債権の減損については注記1.4.1.2を参照のこと。

5.4.1 営業補助金

この項目は、主に、公共電力サービス費用の補償（CSPE）に関して、過去のCSPE債権および関連する利息の年次返済額を除き、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、2020年度における8,081百万ユーロ（2019年度における7,662百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。CSPEに相当する営業債権は、2020年12月31日現在、その他の負債に計上されている（注記13.3.4を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）（フランス）

メカニズム

公共電力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った。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った。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た。

- ・ 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に計上された。EDFは、2019年度および2020年度の両年度において、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ている。

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、後者が資金の大部分を供給している。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た。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、一般予算に直接含まれる。CSPE税は、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者に直課され（そして電力供給業者から集金され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者に直課される。

CSPE税の水準は、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。

2020年度第4次改正財政法はまた、以下について、国が2020年度に支払うべき補償金額を上方修正した。

- ・ 2019年度に負担した公共サービス費用（2019年7月に設定された2019年度費用の再改訂予測と2020年7月に観察された2019年度の実際費用との間に観察された差異総額）
- ・ 2020年度に負担した公共サービス費用（2019年7月に設定された2020年度費用の当初予測と2020年7月に設定された再改訂予測との間の差異の一部）

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拡大したことにより増加していた。

5.4.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2020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、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210百万ユーロ（2019年度560百万ユーロ、特にNnGの売却を含む。注記3.1.2を参照）が含まれている。

5.4.3 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、フランスの再生可能エネルギー資源からの発電事業者を支払われる追加報酬および回収不能営業債権から成る損失を含む。2020年度におけるその他の項目のマイナスの変動は、主に当該追加報酬の増加および省エネ証書に関するコストの上昇によるものである。

再生可能エネルギーを使用する発電事業者を支払われる追加報酬は、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。これは、エネルギーを市場で直接販売する生産者に対して、その販売収益と参照金額との差額を補償することにより合理的な報酬を保証することを目的とした支援メカニズムである。このメカニズムは、購入義務システムを補完する。

2020年度上半期からは、その他の項目は、フェッセンハイム発電所の閉鎖に係る収益および費用も含んでいる。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFが2019年9月30日に環境連帯移行大臣およびASNに提出した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に準拠して、EDFは1号機原子炉を2020年2月22日に、2号機原子炉を2020年6月30日に閉鎖した。

2019年9月27日に、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して、フランス政府およびEDFはフェッセンハイムの早期閉鎖について政府がEDFに補償する旨の合意協定に署名した。

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。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた（注記13.5を参照）。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。

電力網からの切断以降、フェッセンハイム発電所は約5年間継続する運転後フェーズに入った。当該期間中、1号機および2号機は引き続き「燃料装荷なしの炉心」および「燃料なしの原子炉」として運転され維持される。これは、一連の技術上および管理上の作業を必要とする。

2020年度の2基の閉鎖に伴うすべての運転後費用および収益は、その他の営業収益および営業費用に計上される。2020年12月31日現在、それらは主に以下を含む。

- ・ 費用113百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費42百万ユーロ、商品およびサービス購入43百万ユーロ、所得税以外の税金、主に給与税、エネルギー税および地方税28百万ユーロ）。
- ・ 協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額50百万ユーロ。これは上述の方法に基づき損益計算書上、営業補助金として認識される。

省エネ証書

会計原則および会計処理方法

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。

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解消するために今後取るべき対策の費用に相当する。

フランスの省エネ規制

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、省エネ義務の第四期（当初2018年1月1日から2020年12月31日まで）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。

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、統制および制裁の数および有効性を増す目的で設計された、当該証書に関する不正対抗措置の章を含んでいる。

当該期間の終了時において提出済証書に不足がある場合には、義務対象参加者は不足分についてMWhc当たり15ユーロの制裁金を支払う必要がある。

これらの義務を充足するために、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（断熱材に対する補助金、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た。

当グループは、現在のところ、2021年度末までの獲得証書の増加見込みおよび第四期の延長の複合的効果により、当該期間の終了時における省エネ証書不足のリスクはないものと考えている。

注記 6. 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

会計原則および会計処理方法

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。

(単位：百万ユーロ)

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

2020年度	2019年度
(175)	642

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、2019年度の642百万ユーロから減少して、2020年度は(175)百万ユーロであった。これは主に、その他のコモディティ市場、特に電力市場において観察された高い価格ボラティリティ（主に取引量ではなく価格に関連した影響）およびEdisonのガスのポジションに起因していた。

注記 7. その他の収益および費用

2020年度におけるその他の収益および費用は(487)百万ユーロであった。これらは主に、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する例外的な追加費用、2020年度の合計(397)百万ユーロからなる。これらの追加費用は、IAS第16号（第22項）に基づいて異常コストと見なされ、建設中の資産のコストに含めることができない。

その他の収益および費用は、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。

2019年度におけるその他の収益および費用は(185)百万ユーロであった。これらは主に、2019年度上半期中に実施されたERO2019従業員株式割当に関するコスト(30)百万ユーロ、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は重要でないその他の項目を含んでいた。

注記 8. 金融損益

8.1 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)

財務活動に係る支払利息(1)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動
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
債務に係る外国為替差益（純額）
総金融負債に係る費用

2020年度	2019年度
(1,699)	(1,801)
90	(14)
(8)	(40)
7	49
(1,610)	(1,806)

(1) 財務活動に係る支払利息は、IFRS第16号のリース負債に係る利息2020年度(80)百万ユーロ、2019年度(85)百万ユーロを含む。

8.2 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連している。

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)

2020年度 2019年度

長期および雇用後従業員給付引当金(1)	(637)	(931)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(2)	(2,679)	(2,116)
その他の引当金および前受金	(417)	(114)
割引の影響	(3,733)	(3,161)

(1) 注記16.1.3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18.1.3を参照）。

原子力引当金に対する、時の経過による割引の戻入に係する影響の増加は、主に、2020年度にフランスの原子力引当金に適用された実質割引率の20ベース・ポイントの低下（これに対し2019年度は10ベース・ポイント）に起因する。

「その他の引当金および前受金」に対する、時の経過による割引の戻入に係する影響の増加は、現在は金利曲線を参照している割引率の決定方法の変更（注記15.1.1.5を参照）の結果として、これらの引当金（主に不利契約引当金）に関する割引率が2020年度において2019年度よりも大幅に低下したことによるものである。

8.3 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)	2020年度	2019年度(1)
現金および現金同等物に係る金融収益	35	17
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)	181	248
負債証券および持分証券に係る利益／(損失)	691	878
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	1,253	2,338
その他の金融費用	(102)	(134)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	(254)	(7)
制度資産に係る運用収益	378	523
借入コストの資産計上	579	740
その他の金融収益および費用	2,761	4,603

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

2020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518百万ユーロ（2019年度740百万ユーロ）。
- ・ 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173百万ユーロ（専用資産に係る162百万ユーロを含む）、これに対し2019年度は138百万ユーロ（専用資産に係る136百万ユーロを含む）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1,253百万ユーロを含む。特にCovid-19パンデミックに起因する高い市場ボラティリティにより、当年度全体を通じたこの有利な変動は、負債証券および持分証券の公正価値の増加1,214百万ユーロ（専用資産に係る1,218百万ユーロを含む）とデリバティブの公正価値の増加39百万ユーロによりもたらされた。2019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2,545百万ユーロを含む2,338百万ユーロであった。

借入コストの資産計上における減少は、フラマンヴィル3に関する利息の資産計上が3月から7月まで停止されたこと（注記1.4.1.3を参照）に関連している。

注記9．法人所得税

会計原則および会計処理方法

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対する持分

繰延税金資産および負債は、期末日現在で適用される税率に基づき、資産が実現する期または負債が消滅する期の予想税率によって評価される。税率が変更された場合には、繰延税金は新たな税率により修正され、修正差額は、数値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。

9.1 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)	2020年度	2019年度(1)
当期税金費用	(747)	(1,597)
繰延税金	(198)	65
合計	(945)	(1,532)

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

2020年度の当期税金費用のうち(604)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(143)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2019年度は、それぞれ(1,519)百万ユーロおよび(78)百万ユーロ）。

9.2 理論税額と実効税額の調整（タックス・プルーフ）

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度(1)
連結会社の税引前利益	1,293	6,393
親会社に適用される法人所得税率	32.02%	34.43%
理論税額	(414)	(2,201)
税率差異(2)	(225)	232
永久差異(3)	6	162
税法基準外税金(4)	(27)	118
未認識の繰延税金資産(5)	(288)	156
その他	3	1
実際税額	(945)	(1,532)
実効税率	73.10%	23.96%

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

2020年度の法人所得税費用は(945)百万ユーロであり、実効税率73.10%に対応している（2019年度は(1,532)百万ユーロ、対応する実効税率23.96%）。当グループの税金費用の2019年度と2020年度の間の587百万ユーロの減少は、基本的に、税引前利益の5,100百万ユーロの減少を反映しており、これにより、1,633百万ユーロの税金費用の減少が生じ、一方で2020年12月に国務院が下した、EDF SAの一部の長期負債に関する損金算入可能性に異議を唱える不利な決定が、期間10年超の繰延税金の認識に関する当グループの慎重な方針に起因する未認識税金資産(361)百万ユーロを含む、538百万ユーロの影響を与えたこと、英国における法人所得税率の17%から19%への引上げによる不利な影響、ならびに、（2019年度におけるAlpiqおよびNnGの売却後）2020年度には資産売却の有利な影響がないことを反映している。

これらの非経常項目（主に金融資産に係る公正価値の変動および未実現損益、減損、税務訴訟の結果、ならびに英国における税率変更の影響）を除くと、2020年度の当期実効税率は、2019年度の18.0%に対し19.0%である。

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。

- 2020年度：
 - (2)税率差異の不利な影響225百万ユーロ。主に、英国法人所得税率の17%から19%への引上げ、フランスの当期税率（32.02%）と繰延税率（一時差異の戻入時期に応じて28.41%ないし25.82%）の差異によるものである。
 - (4)税務訴訟の経済的影響(175)百万ユーロ。永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入によるプラスの影響162百万ユーロにより部分的に相殺された。
 - (5)未認識の繰延税金資産の影響(288)百万ユーロ。期間10年超の繰延税金の認識に関する当グループの慎重な方針に起因して、税務訴訟に関連して認識された繰延税金(361)百万ユーロ（損金算入可能性につき一時的に異議を唱えられている費用に係る将来の損金算入可能性に起因する）を含む。
- 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。

9.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
繰延税金資産	557	978
繰延税金負債	(2,295)	(1,987)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(1,738)	(1,009)
純利益の変動	(198)	28
自己資本の変動	(215)	(402)
換算調整	72	(66)
連結範囲の変更(1)	69	(275)
その他の変動	45	(14)
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,965)	(1,738)
繰延税金資産	1,150	557
繰延税金負債	(3,115)	(2,295)

(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。

2020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(238)百万ユーロは雇用後給付に係る数理計算上の損益に起因する（2019年度(69)百万ユーロ）。

9.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(6,194)	(6,141)
従業員給付引当金	5,222	5,018
その他の引当金および減損	321	561
金融商品	290	74
繰越欠損金および未使用の税額控除	1,172	1,292
その他	711	333
繰延税金資産および負債合計	1,523	1,137
未認識の繰延税金資産	(3,489)	(2,875)
繰延税金（純額）	(1,965)	(1,738)

2020年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は3,489百万ユーロ（2019年12月31日現在2,875百万ユーロ）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、2,900百万ユーロ（2019年12月31日現在2,091百万ユーロ）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、428百万ユーロ（2019年度473百万ユーロ）であり、主に、2030年度から2037年度の間の日まで（2017年12月31日以前に生じた損失の場合）または無期限で（同日後に生じた損失の場合）繰越可能な繰越欠損金に関連する。

繰越欠損金および未使用の税額控除について認識された繰延税金資産は584百万ユーロ（2019年度543百万ユーロ）であり、主に米国（2020年度151百万ユーロ、2019年度197百万ユーロ）、英国（2020年度173百万ユーロ、2019年度118百万ユーロ）、フランス（2020年度52百万ユーロ、2019年度37百万ユーロ）およびドイツ（2020年度47百万ユーロ、2019年度26百万ユーロ）

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10. 有形固定資産および無形資産(フランスの公共配電委譲資産を除く)

有形固定資産および無形資産(フランスの公共配電委譲資産を除く)の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)		2020年	建設中の	2019年	建設中の
	注記	12月31日現在	資産(1)	12月31日現在	資産(1)
のれん	10.1	10,265	n.a.	10,623	n.a.
その他の無形資産	10.2	9,583	1,581	9,350	1,415
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(使用権資産を含む)	10.3	92,600	39,460	89,099	34,755
ー使用権資産	10.4	4,116	n.a.	4,333	n.a.
フランスの配電委譲を除く委譲運営有形 固定資産	10.5	6,858	574	6,860	1,155
有形固定資産および無形資産(フランスの 公共配電委譲資産を除く)合計		119,306	41,615	115,932	37,325

(1) 建設中の資産については注記10.6に記載している。

10.1 のれん

会計原則および会計処理方法

のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」(注記3を参照)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。

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10.8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。

2020年度において、のれんは主にFramatome(1,332百万ユーロ)およびEDF Energy(7,569百万ユーロ)に関連していた。事業セグメント別の内訳は注記4.1に示されている。

2020年度および2019年度におけるのれんの変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	10,623	10,195
取得	139	66
売却	-	-
減損（注記10.8）	(31)	(57)
換算調整	(439)	392
その他の変動	(27)	27
期末日における帳簿価額純額	10,265	10,623
期末日における総額	11,032	11,418
期末日における減損累計額	(767)	(795)

2020年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ 電気自動車の充電を専門とする英国企業Pod PointのEDF Energyによる取得74百万ユーロ。
- ・ Energy2marketの初度連結37百万ユーロ。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整(439)百万ユーロ。

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392百万ユーロ。

10.2 その他の無形資産

会計原則および会計処理方法

一般原則

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、サービス契約として計上されず費用に含まれるSaaS（サービスとしてのソフトウェア）契約を含む。SaaS契約が固定資産計上に適格となるには、固定期間の当該ソフトウェアへのアクセスに加え、ユーザーに支配権を付与しなければならない。
- ・ IAS第38号の下で資産計上に適格な研究開発費は、予測可能な有効期間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（IFRS第6号「鉱物資源の探査および評価」に準拠）。
- ・ 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10.5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ー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。
- ・ 顧客契約の獲得または更新に係る増分コスト。顧客契約の平均期間にわたり償却される。
- ・ 環境規制に関連する無形資産。

環境規制に関連する無形資産

これらは、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を含む（注記20.1.1および20.1.2を参照）。

温室効果ガス排出権

EU指令2003/87/ECは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。

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」として無形資産に計上される。
 - ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
 - ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

事業体による見積年間排出量が、先物市場で売却された権利を控除後の、保有ないし先物市場で購入された権利を上回る場合には、当該年度末において引当金が設定される（注記17.2を参照）。

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と等しく、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、先物売りの対象となっていない排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の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。

再生可能エネルギー証書（グリーン証書）

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。

これらの目標を達成するために、国は以下の2つのメカニズムを使用できる。

- ・ 再生可能エネルギー資源からのエネルギーに特有の販売料金を導入する（この仕組みはフランスとイタリアで使用されている）。
- ・ エネルギー供給業者により提出される再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（この仕組みは英国（再生可能エネルギー義務証書）とベルギー（グリーン証書）で使用されている）。

再生可能エネルギー証書の仕組みについて、当グループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 発電により獲得した証書は、取得原価ゼロであるため、認識されない。
- ・ 購入した証書は、無形資産の「温室効果ガス排出権－グリーン証書」として認識される。
- ・ 証書の提出義務を反映するために引当金が計上される。この引当金は、獲得済みの証書（ゼロ評価）および購入済みの証書（現物ないし先物市場）の取得原価、未購入証書の市場価格および、該当する場合には、残量についての市場価格またはペナルティ価格を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に取り崩される（注記17.2を参照）。

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)	2019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	2020年 12月31日 現在
ソフトウェア	5,295	850	(155)	(62)	11	31	5,970
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	504	-	-	-	-	-	504

温室効果ガス排出権ー グリーン証書	474	2,056	(1,752)	(13)	-	4	769
その他の無形資産	7,919	421	(327)	(44)	(332)	(91)	7,546
開発中の無形資産(1)	1,415	175	(4)	(7)	-	2	1,581
総額	15,607	3,502	(2,238)	(126)	(321)	(54)	16,370
ソフトウェア	(2,963)	(775)	153	45	(7)	(22)	(3,569)
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	(191)	(25)	-	-	-	-	(216)
その他の無形資産	(3,103)	(528)	317	26	272	14	(3,002)
償却および減損累計額	(6,257)	(1,328)	470	71	265	(8)	(6,787)
純額	9,350	2,174	(1,768)	(55)	(56)	(62)	9,583

- (1) 開発中の無形資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響控除後で表示されている。開発中の無形資産の詳細は注記10.6に記載されている。
- (2) 範囲の変更は、基本的に、Edisonが保有する *Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG)* の資産の売却目的保有資産への組替に関係している（注記3.2を参照）。

2020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489百万ユーロ。
- ・ 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141百万ユーロおよび1,209百万ユーロ。
- ・ 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288百万ユーロ。

2020年度には、その他の無形資産について(85)百万ユーロの減損が計上された（2019年度(47)百万ユーロ）。

2020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、518百万ユーロである(2019年度523百万ユーロ)。

10.3 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

会計原則および会計処理方法

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。これらの費用は、当該義務をカバーするために計上される引当金の見合いとして資産に計上される。これらの資産は、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15を参照）。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は「有形固定資産」として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

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。

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。

・原子力発電所	40～50年
・風力発電所および太陽光発電設備	20～25年
・化石燃料火力発電所（主にCCGT-コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所）	25～45年
・送電および配電設備（電線、変電所）	20～60年
・その他の一般プラントおよび機械	10～20年

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純額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日 現在	増加	減少	換算調整	連結範囲の 変更(1)	その他 変動(2)	2020年12月31日 現在
土地・建物	13,797	479	(89)	(62)	-	(34)	14,091
原子力発電所	75,213	3,723	(1,778)	(631)	-	802	77,329
化石燃料および水力発電所	18,486	330	(341)	(185)	1	(125)	18,166
その他施設等	21,316	1,599	(559)	(812)	(1,042)	118	20,620
使用権資産(3)	5,355	479	-	(48)	(21)	(32)	5,733
建設中の資産(4)	34,959	5,362	(30)	(850)	12	162	39,616
総額	169,126	11,972	(2,797)	(2,588)	(1,050)	891	175,555
土地・建物	(7,518)	(406)	67	10	5	(1)	(7,843)
原子力発電所	(49,345)	(3,522)	1,696	337	-	481	(50,353)
化石燃料および水力発電所	(12,765)	(1,352)	339	178	-	150	(13,450)
その他施設等	(9,173)	(1,293)	519	309	143	(41)	(9,536)
使用権資産(3)	(1,022)	(697)	-	5	2	95	(1,617)
建設中の資産(4)	(204)	(40)	3	6	(7)	86	(156)
減価償却および減損累計額	(80,027)	(7,310)	2,624	845	143	770	(82,955)
純額	89,099	4,662	(173)	(1,743)	(907)	1,661	92,600

(1) 連結範囲の変更は、基本的に、EDF Renewables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による引当金およびその基礎となる資産に関連する資産への影響額707百万ユーロ（注記15.1を参照）およびEDF Energyに関連する322百万ユーロ（注記15.2を参照）を含む。

(3) 使用権資産の詳細は注記10.4に記載されている。

(4) 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響額を控除後で表示されている。建設中の資産の詳細は注記10.6に記載されている。

グループ所有発電用有形固定資産に観察された変動は英ポンドに対するユーロの上昇に起因する換算調整の影響(1,093)百万ユーロを含む。

フランスの石炭火力発電所の減価償却期間

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法を考慮して、ルアーブルおよびコルドメ石炭発電所の減価償却期間の終了は2019年6月1日に変更されており、ルアーブルの閉鎖を2021年4月1日とする一方で、コルドメは、エココンバスト・プロジェクトの一部としてのバイオマスへの転換の可能性を考慮して、2026年まで操業を継続することとされた。コルドメの期日は、当該プロジェクトについて行われる決定次第で変更される可能性があり、当該決定は現在公共機関による審査を受けている。この期日変更の結果、従来の減価償却期間と比べて加速償却が認識されており、その金額は2020年度において250百万ユーロであった（2019年度141百万ユーロ）。

10.4 使用権資産

会計原則および会計処理方法

2019年1月1日から適用された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。

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、ITおよび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その他の有形資産(使用権資産を含む)」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つの免除規定を適用しているため、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21.1.1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）

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。

10.4.1.1 使用権資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日 現在	増加(1)	減少	連結範囲の 変更	その他変動 (2)	2020年12月31日 現在
土地・建物	4,520	283	-	(31)	(32)	4,740
その他施設等	835	196	-	10	(48)	993
総額	5,355	479	-	(21)	(80)	5,733
土地・建物	(541)	(555)	-	2	39	(1,055)
その他施設等	(481)	(142)	-	-	61	(562)
減価償却および減損累計額	(1,022)	(697)	-	2	100	(1,617)
純額	4,333	(218)	-	(19)	20	4,116

(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および換算差額を含む。

10.4.1.2 損益計算書の影響

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)	2020年度	2019年度
サブリース収益	56	73
変動リース費用	(46)	(45)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(106)	(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	(96)	(139)
使用権資産に係る減価償却費	(697)	(660)
営業利益	(793)	(799)
リース負債に係る支払利息	(80)	(85)
連結会社税引前利益	(873)	(884)

10.4.1.3 リース関連の支払

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
リース負債関連の支払合計	(795)	(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2020年度719百万ユーロ（2019年度721百万ユーロ）である。

10.5 フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産

会計原則および会計処理方法

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。

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3種類の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（注記11を参照）。
- ・ 委譲者が国である水力発電委譲。
- ・ 公的機関からの温熱発電および配電に係る委譲。

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。1999年より前の委譲については、水力発電委譲資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成る。それ以後の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）も含む。

2012年より前に満了した委譲の大部分は、当初期間75年に係るものであり、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18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）。

これらの委譲契約はIFRIC第12号「サービス委譲契約」に該当しないため、使用資産は、直接所有であるか委譲の一部であるかを問わず、取得原価にて「フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産」に計上される。

適用される主な減価償却期間は以下の通りである。

・水力発電ダム	75年
・水力発電所で使用される電気機械設備	50年

公共機関からの温熱発電および配電委譲

Daikiaと公的機関との間で締結された温熱発電および配電委譲契約は、当該機関から付託されたか、または当該機関の要請に基づき建設された施設を、限定された期間にわたり、委譲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、「その他の無形資産」として計上されている。

委譲資産は、通常、以下から構成される。

- ・ ボイラー室
- ・ ネットワーク
- ・ ネットワーク拡張
- ・ ネットワーク接続
- ・ 場合により熱電併給資産。

無形資産は、通常15～25年の委譲期間にわたって定額法により減価償却される。

これらの資産のほぼすべてがフランスに所在する。

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、「フランスの公共配電委譲以外の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。

フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産の純額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日 現在	増加	減少	連結範囲の 変更	その他 変動	2020年12月31日 現在
土地・建物	1,528	137	(9)	(16)	-	1,640
化石燃料および水力発電所	11,021	718	(23)	29	(34)	11,711
その他	651	36	(11)	(2)	3	677
建設中の資産(1)	1,213	(528)	(5)	(30)	(60)	590
総額	14,413	363	(48)	(19)	(91)	14,618
土地・建物	(956)	(34)	9	1	-	(980)

化石燃料および水力発電所	(6,081)	(272)	19	24	28	(6,282)
その他	(458)	(36)	11	-	1	(482)
建設中の資産(1)	(58)	-	-	-	42	(16)
減価償却および減損累計額	(7,553)	(342)	39	25	71	(7,760)
純額	6,860	21	(9)	6	(20)	6,858

(1) 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響控除後で表示されている。建設中の資産の詳細は注記10.6に記載されている。

2020年12月31日現在、フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産は、主にフランスおよびイタリアに所在する委譲運営施設（公共配電を除く水力発電）から構成されている。

10.6 建設中の資産

(単位：百万ユーロ)

	2020年度	2019年度
無形資産	1,581	1,415
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	39,460	34,755
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	574	1,155
建設中の資産合計	41,615	37,325

無形資産

建設中の無形資産には、特に、EPR 2プロジェクトに関する調査577百万ユーロ（2019年12月31日現在414百万ユーロ）が含まれている。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表したPPE案は、政府が業界とともに、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旨、ならびにこの情報に基づき、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旨を明記している。当グループは、公共機関と協力して、そのすべての構成要素において本件の調査および準備に全面的に動員されている。

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

2020年12月31日現在、建設中のグループ所有発電用有形固定資産は、主に、以下から構成されている。

- ・ フラマンヴィル3 EPRへの投資14,565百万ユーロ（資産計上された中間利息3,291百万ユーロを含む）（2019年12月31日現在、資産計上された中間利息3,028百万ユーロを含む13,653百万ユーロ）。2020年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの資産計上価額は14,792百万ユーロであり、これには運転開始された資産208百万ユーロ¹も含まれる（注記10.3を参照）。

1 総額292百万ユーロから減価償却累計額84百万ユーロを控除。

資産計上された中間利息を含むこの資産計上価額14,792百万ユーロには、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466百万ユーロ。
- ・ 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691百万ユーロ。
- ・ 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（277百万ユーロ、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、2020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10,318百万ユーロであり、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。

フランス監査院(Cour des Comptes)は、EPR技術に関する2020年7月の報告書において、同院の計算によると、EDFが公表した建設費用124億ユーロ（2015年のユーロ）に加えて、利息費用42億ユーロを含む67億ユーロ(2015年のユーロ)にのぼる可能性

がある追加コストがかかる旨を発表した。上述のとおり、2020年12月31日現在、資産計上された利息は33億ユーロであり、その他の資産計上されたプロジェクト・コストは12億ユーロである。

主要な二次回路の接合部の必要な修理による非経常的な追加費用は、2020年度に397百万ユーロでその他の収益および費用に計上されている（注記7を参照）。

- ・ ヒンクリー・ポイントCに関連する投資13,586百万ユーロ（資産計上された中間利息518百万ユーロを含む）（2019年12月31日現在、資産計上された中間利息318百万ユーロを含む10,942百万ユーロ）。2020年度の当該プロジェクトへの投資は2,868百万ユーロである。
- ・ サイズウェルCに関係する324百万ユーロの調査(2019年度219百万ユーロ)。

有形固定資産および無形資産に対する投資

建設中の有形固定資産は、2020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、4,705百万ユーロ増加した（注記10.3を参照）。2020年度中の有形固定資産および無形資産に対する投資（注記10.7を参照）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5,361百万ユーロで、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3,679百万ユーロで、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1,991百万ユーロで、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。

当期中の主要な進行中のプロジェクトおよび投資

グラン・カレナージュ・プログラム

2014年度以来、EDFは、原子炉の安全性を高め、40年を超えて原子力発電所の稼働を継続することを目的とした「グラン・カレナージュ」プログラムを実施している。このプログラムの費用は2015年度に、2014年度から2025年度の期間について550億ユーロ（2013年のユーロ）と見積られた。最適化および延期を経て当該費用は2018年度に、引き続き2014年度から2025年度の期間について、2013年のユーロで450億ユーロ、即ち現在のユーロで482億ユーロに改定された。

2020年10月29日に、EDFは、2014年度から2025年度の当該プログラムの費用を、現在のユーロで494億ユーロに修正した。

新たな費用見積額は主に、当グループの900MW原子炉の進行中の第4回定期保守検査に関連して実施すべき作業に係る一次調査結果を反映している。この検査は、安全水準向上のための調査、改良作業および当初計画外の追加設備に重点を置いている。当該見積額は、前年度の経験と2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの影響に応じて修正後の、10年検査および部分検査の計画保守停止期間も考慮に入れている（注記1.4.1を参照）。

グラン・カレナージュ・プログラムは、当グループの900MW、1,300MWおよび1,450MWの原子炉で実施される33件の10年検査、ならびに運転開始された非常用ディーゼル発電機56台のうち55台を対象として継続中である。

第4回定期検査の一般フェーズの結論に照らして、900MW原子炉に関する要件を設定するASNの決定は、2021年2月末までに行われる見込みである。

フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2019年度の進展

2019年4月11日¹にEDFは、フラマンヴィル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。

その後、当該作業の結果、ASNとの検討が行われ、ASNは2019年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の推奨として記載された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。これは稼働中の原子力発電所向けに開発された技術であり、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。目標は、当該シナリオがASNにより2020年度末までに適格性を認められ妥当性を確認されることであり、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EPR⁶の予定表および見積建設費用を修正した。

6 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）（2019年9月9日付プレスリリースを参照）。

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⁷と設定している。これらの追加費用の大部分は、資産計上ではなく営業費用として処理され⁸、2020年度、2021年度および2022年度に影響を与える。

7 2015年のユーロにより、建設中の利息を除く。

8 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。

2020年度の進展

2020年度におけるフラマンヴィル用地の主要な進展は以下の通りであった。

ホット機能試験の第2フェーズが2019年9月21日に開始され、2020年2月に完了した。ホット機能試験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ものである。

Covid-19パンデミックに関連して、マンシュ地域で感染クラスターが識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された（注記1.4.1を参照）。当該用地における通常業務は、2020年5月4日から段階的に再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。

開放型原子炉容器の機能試験は、2020年5月21日から6月25日までの間に無事に完了した。

EPRの部分的な試運転を認可するASNの10月8日付決定を受けて、最初の燃料集合体は10月26日に現地に到着し、原子炉建屋のプール内に保管されている。

並行して、品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止要件への準拠性違反があった主要二次回路の非溶け込み接合部の改善作業が継続され、ASNによる最初の承認公表後、2020年8月に数か所の接合部が修理された。EDFはまた、主要二次回路に関する修理の範囲に、蒸気発生器への給水回路上の接合部を含めることを決定した。これらの接合部の修理手順に関する適格性認定は、2021年度下半期中の作業実施を目標に、現在進行中である。現段階では、修理は二次回路の接合部100か所に関係している。

フランスの最初のナショナル・ロックダウンがフラマンヴィル・プロジェクトに与えた影響に関し、2020年度にレビューが実施された。その結果、2019年10月に公表された燃料装荷日ないし建設費用に変更はなかったが、当該プロジェクトの予定ないし費用にもはや余裕がないことが示された。ただし、目標の達成は、多くの要因、特にEDFが提案した主要二次回路接合部の修理方法、具体的には溶け込み接合部の修理に係る溶接ロボットの適格性に関するASNの検証に依存する。

これらの修理作業は、遠隔操作ロボットを含む全工程の承認についてASNが最終決定を下すまで開始できず、これは2021年度第1四半期まで延期された。当該プロジェクトのこのフェーズは、中でもEPRの予定通りの完了に関しクリティカル・パスにある。当該プロジェクトの更なるレビューは2021年度に実施される。

ヒンクリー・ポイントC

Covid-19衛生危機の影響を受けたにもかかわらず（注記1.4.1を参照）、2020年度においてヒンクリー・ポイントCプロジェクトでは、現場作業、設計実行計画および設備製造に関し、引き続き進展が見られた。当該プロジェクトは、2020年度に関して設定された4つの経過目標を達成した。

- ・ 1号機原子力島への最初の安全パイプの設置。
- ・ 2016年度の当初予定表通りの2号機原子力島向け基盤の完成（経過目標J0）。
- ・ 1号機向け給水タンクの生産。
- ・ 1号機原子炉建屋向け内部構造設計の完了。

1号機では、3.5kmの冷却水トンネルの完成および原子炉建屋内の最初のライナーリングの設置等、その他の進展が見られた。12か月遅れで1号機を追う2号機においても大きな進展が見られた。

2020年度において、特にこれまでのパンデミックの影響を見積るために、予定表および費用の詳細なレビューが実施された。このレビューの結論は、2021年1月27日に公表されており、その内容は以下の通りである¹。

- ・ 1号機による発電開始は、2016年度当初に発表された2025年度末に対し、現在は2026年6月と見込まれている。

- ・ プロジェクト完成費用は現在、2015年の英ポンドで220億から230億英ポンドの範囲と見積られている²。その結果、EDFの予測収益率（IRR）は7.1%から7.2%の間と見積られている³。
- ・ 1号機および2号機の商業運転日（COD）の遅延リスクは、それぞれ15か月および9か月に維持されている。このリスクは現実化する可能性が高く、現実化した場合には、2015年の英ポンドで約7億英ポンドの潜在的な追加費用が発生し、これによりEDFのIRRは0.3%減少する。

- 1 2021年1月27日付プレスリリースを参照。当該情報は、2021年度第2四半期から正常な現場状況に回復して開始できることを前提としている。
- 2 2019年9月25日付プレスリリースにて以前発表された費用は、2015年の英ポンドで215億から225億英ポンドであった。2015年度の英ポンドにより、中間利息を除き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いた、運営活動計画分を控除後の費用。費用は、全新規作業に係る英国の建設産出価格指数を使用して名目見積費用を割り引くことにより算定される。
- 3 EDFの資本IRR。1英ポンド=1.13ユーロの為替レートで計算され、当該プロジェクトの株主との間で実施されている上限付き補償メカニズムを含む。従前のIRRの7.6%から7.8%は、1英ポンド=1.15ユーロの為替レートに基づいていた。

ヒンクリー・ポイントCの管理者は、2022年度末までに1号機のドームを設置するという目標を設定した。

サイズウェルC

EDFおよびCGNにより2016年9月に署名されたHPC契約に加えて、総発電容量3.2GWのEPR 2基の開発、建設および運営を対象とする英国サフォーク州のサイズウェルCプロジェクトに関する契約も署名された。

最終投資決定前の開発フェーズ中は、EDFの持分が80%、CGNの持分が20%である。最終投資決定は2022年度半ばとなる可能性がある。基礎となる仮定は、当該プロジェクトの過半数がグループ外の投資家により所有されるというものであり、EDFは、最終投資決定時に少数株主となり、それに対応する制限された権利を有し、その時点で当該プロジェクトを連結から除外する予定である。サイズウェルCについて最終投資決定を下す能力は、規制上の枠組みの定義および、欧州初となるこの規模のプロジェクトに係る適切な資金調達モデルに大きく依存する。その達成は現時点では確実ではない。

このプロジェクト開発は、リスク軽減による費用削減により建設費用を削減することに焦点を当てたHPCプロジェクトの反復の戦略を基礎とする。従って、サイズウェルCは（EDFを「責任設計者」として）EPR技術を使用し、HPCからのフィードバックを活用する予定である。

2020年6月24日に、英国の計画監察官は、サイズウェルCの審査の計画申請を正式に承認した。当該申請の審査は2021年4月に開始予定であり、それは、2022年4月までに国務大臣が当該計画の認可に係る決定を下すことを意味する。

2020年6月30日に、サイズウェルCが原子力規制局（ONR）に対し新発電所を建設および運営するための原子力施設の認可申請を行った時点で、更なる重要な経過目標が達成された。

2020年12月14日付エネルギー白書の公表後、英国政府は、可能な選択肢を検討するためにサイズウェルCプロジェクトに関する議論を開始することを公式に宣言した。政府は、規制資産ベース（RAB）の資金調達モデルを含む、新原子力事業向けのいくつかの資金調達の選択肢を引き続き検討することを示した。資金調達の課題の規模を考慮して、政府はまた、「消費者および納税者にとって金額に見合う価値が明確にあることを条件に」、建設中の公的資金調達の可能性についても検討する意向である。

10.7 無形資産および有形固定資産への投資

キャッシュ・フロー計算書に表示された無形資産および有形固定資産への投資の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）

	2020年度	2019年度 ⁽¹⁾
無形資産の取得	(1,446)	(1,380)
有形固定資産の取得	(15,086)	(15,514)
固定資産未払金の変動	525	97
無形資産および有形固定資産への投資	(16,007)	(16,797)

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

10.8 減損/戻入

会計原則および会計処理方法

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（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の場合もあり、単独の資産の場合もある。
- 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。のれんについて認識した減損は戻入できない。
- 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、決算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、年次で更新される計画作成手続の枠組み内で見積られる。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、Wood MackenzieまたはAurora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

10.8.1 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

2020年度

2019年度⁽¹⁾

のれんの減損	10.1	(31)	(57)
その他の無形資産の減損	10.2	(85)	(47)
有形資産の減損	10.3-10.5	(683)	(299)
戻入控除後の減損		(799)	(403)

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

2019年12月31日付で認識された減損は(403)百万ユーロであり、以下に関係していた。

- ・ 英国の火力発電資産（127百万ユーロ）
- ・ 特にポーランドにおけるDalkiaの様々なCGU（105百万ユーロ）
- ・ EDF Renewablesの様々なCGU、特にドイツ企業に関するのれんの減損（49百万ユーロ）
- ・ イタリアのEdisonが所有する水力発電資産（33百万ユーロ）およびエネルギー・サービス資産（27百万ユーロ）
- ・ その他の資産（合計62百万ユーロ）、フランスの中止プロジェクトに関する24百万ユーロを含む。

また、2019年12月31日付で73百万ユーロの減損が、関連会社について計上された（注記12を参照）。

2020年度に認識された減損は799百万ユーロであり、その詳細は以下に記載する通りである。

10.8.2 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2020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	2020年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん	7,569	6.0%	- (1)	-
イタリア	Edisonブランド	945	6.5%	2.0%	-
Framatome	Framatomeのれん	1,332	6.1%	0.5%	-
	Framatomeブランド	151	6.1%	0.5%	-
Dalkia	Dalkiaのれん	547	4.3%	1.4%	-
	米国のエンジニアリング子会社DES Groomのれん(2)	26	6.1%	1.5%	(26)
	Dalkiaブランド	141	4.3%	1.4%	-
その他の減損					(5)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					(31)

(1) EDF Energyのれんの減損テストは、工業用資産の耐用年数を対象にしており、永続価値は見積もっていない。

(2) 減損は2020年6月30日付で計上された。

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	2020年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	原子力資産(1)	市場価格の下落および一部のAGR発電所の早期閉鎖/低生産予測	6.0%	(621)
	ガス貯蔵資産	特定の全額償却済発電所に対する規制上の投資	5.4%	(13)
イタリア	水力発電資産(1)	水力発電委譲に係る不利な規制変更	6.5%	(39)
	エネルギー・サービス(1)	一部の契約の収益性低下	6.5%	(27)
EDF Renewables	一部のCGU	不利な料金見通し	3.4%-6.6%	(36)
その他の減損				(32)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(768)

(1) 減損は主に2020年6月30日付で計上された。

全般的前提

Covid-19パンデミックに関連する特定の状況を考慮して、2020年度上半期の決算時において、マクロ経済状況（割引率）、コモディティおよび電力の市場価格の変動、中期計画の調整から生じる初期の方向性、ならびに一部のグループ企業の個別の状況を考慮に入れるために、特定のアプローチが採用された。その結果、2020年6月30日付で合計738百万ユーロの減損が認識された。

2020年12月31日現在、当グループは減損テストに通常の方法を適用し、2020年6月30日付でテストされたものを含む、のれんおよび無形資産の年次テストを更新した。

電力価格

市場の対象期間にわたり、減損テストで使用された先渡価格は期末日現在で観察された市場価格であり、これは2019年度末と比較して大幅に下落した。

長期の対象期間にわたり、これらのテストは、年次で更新されるシナリオ構築手続における、假定群と需給バランスの基本モデルにより分析的に構築された価格曲線を考慮に入れている。

2020年度のシナリオにおける長期価格曲線は、2020年6月30日現在で実施された中間テストで予想された通り、対象期間（2024-2030年度）の開始時において2019年度のシナリオを下回り、主要4か国（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）で非ピーク時の電力供給価値が失われている。その後、当該曲線は、次の対象期間（2030-2040年度）にわたって、ほとんどの国で2019年度のシナリオを上回る。このパターンにはいくつかの説明的な要因がある。

- ・ 化石燃料コモディティの長期価格、特に欧州のガス価格は、LNG供給量の仮定の上方修正（多数の新規LNG発電所プロジェクトが世界各地で発表されたため）、米国における持続的低価格での豊富な資源（非在来型ガスおよび関連ガス）、ならびに欧州におけるエネルギー効率化政策と再生可能エネルギー拡大による影響を反映した対象期間全体にわたる需要減少に起因して、両シナリオ間で下落した。
- ・ 一方、ETS（欧州連合域内排出量取引制度）における二酸化炭素割当価格の軌道は、特に2030年および2050年の目標に関し、温室効果ガス排出量の大幅削減の達成へ向けたより厳しいコミットメントのための欧州連合の計画を考慮して、上方修正された。
- ・ 電力需給に関する更新後の仮定は、（エネルギー高効率化、およびこれより程度は少ないが、欧州におけるガス供給価格の低下に起因して）中期的な電力需要の低下を示している。この傾向は長期的には、電気自動車および電解水素の成長に伴う需要増により自己修正される。

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実施される。回収可能価額の電力価格に対する感応度につき開示された情報は、現状では引き続き適切である。Covid-19パンデミックの影響は、2025年度以降は限定的であると予想され、短期的成長の影響を捉える先渡価格が参照される。

発電容量メカニズムに関する仮定については、特に二酸化炭素価格の上方修正に伴う、電力販売市場における最新発電資産に対する収益率の下方修正に起因して、発電容量収益は、ほとんどの欧州諸国において2019年度のシナリオをわずかに上回ると予想されている。この構造的傾向はフランスにも関係するが、時間差を伴う。現在から2025年度までの間にフランスに加わる予定の新たな発電容量（特にフラマンヴィルEPR、ランディヴィジオCCG発電所およびフランス初の洋上風力発電所）によってフランスの電力システムは戦略の余地を取り戻し、その結果として発電容量価格は低下すると見込まれる。

割引率

これらのテストで使用される割引率は、EDFの資金調達スプレッドの拡大および市場リスク・プレミアムの増大を反映して、ほとんどの主要欧州諸国について、2019年12月31日現在より上昇した。ただし、この上昇は、資金調達スプレッドの修正およびリスクフリー・レートの低下を考慮したことから、2020年6月30日現在より安定的である。英国では、所得税率の変更により、2019年12月31日現在と比較して割引率は安定的である。イタリアでは、同国特有の状況から2020年6月30日現在でソブリン・リスク・プレミアムが増大し、当年度末においてもボラティリティのため依然として2019年度を上回ったことから、WACCがより顕著に増加した。テストで使用される主要なWACCレートの対前年度比の上昇は、フランスおよびベルギーで約10-20ペーシス・ポイントおよびイタリアで40ペーシス・ポイントであった。テスト結果については、割引率に対する感応度分析が行われる。

2020年12月31日現在、当グループ資産の大部分は、既に記載したマクロ経済状況の影響を受けている。減損に関して起こりうる結果は、既に2020年6月30日現在の上半期決算において広く識別された。

英国—EDF Energy

火力発電資産

近年、当グループはイングランド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。ホール・ハウスおよびヒル・トップのガス貯蔵用地に対する必要な投資は、2020年12月31日現在で原価(13)百万ユーロをもって全額償却済みとなった。石炭火力発電所については、ウエスト・バートンA発電所の閉鎖が近い将来に予定されている。

ウエスト・バートンB CCGT発電所については、更新された減損テストは、対象期間全体にわたるスパーク・スプレッド見積値が2019年度末よりも有利であったことの恩恵を受けた。しかしながら、2013年度の運転開始以来この資産について計上された過去の減損を考慮して、2020年度末の減損テストにより算定された余裕は、減損の戻入にはつながらなかった。ウエスト・バートンBの価値は価格変動に極めて敏感であり、スパーク・スプレッドの5%の変動は、回収可能価額に約5%の影響を与える。

販売および供給セグメント

長期マージンの仮定は、特にBtoBセグメントに関し、Covid-19パンデミックを考慮して下方修正された。これは、BtoCセグメント向けに定められたマージンが、既に英国市場の競争上および規制上の状況、特に2023年度の標準変動料金の上限を反映していたためである。減損テストは、これらの変更後の仮定に基づいて更新され、回収可能価額は2019年12月31日現在と比較して約40%、2020年6月30日現在と比較して20%減少したが、依然としてテスト対象の帳簿価額を上回っていた。長期マージンの大幅な削減および市場シェアの喪失に対する感応度分析が実施され、価値の喪失のリスクがないことが示された。このCGUに含まれる資産の価値は重要ではない。

原子力資産（稼働中の発電所）

既存の原子力施設（原子炉8基：改良型ガス冷却炉（AGR）7基および加圧水型原子炉（PWR）1基）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算定される。耐用年数は、当グループの戦略に沿って、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。2020年度末現在で更新された減損テストには、2022年1月7日までに閉鎖されるハンターストンおよび2022年7月に閉鎖されるヒンクリー・ポイントBに関する早期閉鎖決定が織り込まれている。これらの決定は当グループにより、それぞれ2020年8月27日および2020年11月19日に発表された。

2020年6月30日現在で実施されたテストには、2021年度および2022年度に係る見積原子力発電量の減少も含まれていた。これは、発電に影響を与える最近の困難な課題と、当該2年度中に原子炉を操業再開する際の計画外の停止および遅延リスクを把握することを目的としていた。中期および長期の両方における原子力発電量の仮定更新および電力価格下落の影響により、552百万英ポンドないし621百万ユーロの減損が認識された。

2020年12月31日現在で更新された減損テストには、ハンターストンおよびヒンクリー・ポイントB発電所に関する早期閉鎖決定が織り込まれている。テスト結果を受けて、6月30日現在で計上された減損が維持されている。

原子力資産の回収可能価額は価格の仮定に敏感であり、2020年12月31日現在の減損テストで使用されたシナリオの対象期間全体にわたる $\pm 2\%$ の差異は、 ± 260 百万英ポンドの影響を与える。使用される原子力発電量の仮定もこの計算に著しい影響を与え、対象期間全体にわたる見通しの $\pm 3\%$ の修正は、回収可能価額を ± 400 百万英ポンド変動させる。さらに割引率の50ベース・ポイントの増加により約300百万英ポンドの減損が追加される。

のれん

EDF Energyののれんは2020年12月31日現在76億ユーロ（67億英ポンド）であり、主に2009年度におけるBritish Energyの買収に起因している。

EDF Energyの回収可能価額は、当該資産の耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて算定されており、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年の現在建設中のEPR 2基を勘案している。これらの発電所による将来キャッシュ・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。HPCに関するCfd行使価格は、2012年の英ポンドでMWh当たり92.50英ポンドに設定されており、消費者物価指数（CPI）を介して英国のインフレに連動している。従って、Cfdの対象となる操業期間については、将来キャッシュ・フローは長期のインフレ仮定を含んでいる。Cfd期間後の25年の操業期間については、英国の電力市場価格の長期予測が存在せず、将来キャッシュ・フローは、Cfdに基づいてキャッシュ・フローが評価される最後の年度から、電力市場価格を決定するために超長期のインフレ仮定を含んでいる。

2020年12月31日現在の減損テストは、2021年1月27日に発表されたヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクト費用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）の見積りである、2019年9月の費用改訂後の215-225億英ポンド（2015年英ポンド）に代えて220-230億英ポンド（2015年英ポンド）、ならびに原子炉1号機に関する引渡しの2026年度半ばへの遅延を織り込んでいる。この幅は、供給業者と協力して遂行される活動計画の有効性に依存して決定され、減損テスト結果はこの幅の中央にある。追加費用は、現在評価されているCovid-19パンデミックの影響を考慮した費用および予定表に関する詳細なレビューから生じる。EDFの予測利益率（IRR）は、（前回のレビューにおける7.6%-7.8%に対し）現在は7.1%と7.2%の間で見積られている。

この更新後の基礎に基づき、上述した既存の原子力資産ならびに販売および供給セグメントの回収可能価額に係る不利な影響を考慮して、2020年12月31日現在、EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額との間には引き続き相当な余裕がある。WACCに対する感応度分析の結果、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、2021年1月27日の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）の遅延リスクが確認された。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のテスト結果の減損の余裕を約30%減少させる。

さらに、参考のために、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、商業運転日の更に3年の遅延および関連追加費用30億英ポンドが生じた場合に、他のすべての事項を一定として、当該のれんの減損の余裕は限界値に達すると見積られた。

追加の感応度分析が、Cfd期間およびそれ以降のHPC収益について採用された長期インフレ仮定に対して実施された。それらは、他のすべての事項を一定として、減損のリスクを示さなかった。

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、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ブランドの減損テストは、ロイヤルティ免除法および割引率決定に係る100ベシス・ポイントのリスク・プレミアムを用いて、年次で更新される。2020年6月30日現在、マクロ経済状況を考慮して当該テストが更新され、基本的にWACCの上昇により、減損の認識につながることなく、回収可能価額の減少が示唆された。このテストは、2020年12月31日現在で通常のアプローチに基づいて更新され、その結果、減損が生じていないことが追認された。2020年度にEdisonブランド価値に関する外部評価が実施され、これもまた、使用価値は正味帳簿価額を上回るものと結論付けている。ただし、感応度分析では、WACCが50ベシス・ポイント上昇した場合に、約55百万ユーロの価値の喪失のリスクが示された。

水力発電資産に関しては、先物価格の低下およびイタリアのWACCの仮定の上昇を織り込んで、2020年6月30日現在で減損テストが更新され、これにより(39)百万ユーロの減損が認識された。2020年12月31日現在で更新されたテストでは、追加のリスクは識別されなかった。WACCが50ベシス・ポイント上昇すると、約(15)百万ユーロの追加の減損が認識される。対象期間全体にわたる価格の5%の低下も同様の結果となる。

エネルギー・サービスについては、主に一定の契約の収益性見通しの低下に起因して、2020年6月30日現在のEdison Facility Solutionの資産に対し、2020年6月30日現在の(23)百万ユーロを含む(27)百万ユーロの減損が計上された。

2020年6月30日現在で観察された風力発電資産の回収可能価額の減少は、主に価格シナリオの改訂に起因していた。これは当年度末において追認され、2019年12月31日現在と比較して約10%であるが、引き続き相当な余裕がある。これらのテストの結論は、WACC（50ベシス・ポイントの増加）および価格変動（5%の減少）に対する感応度分析の影響を受けなかった。

火力発電資産は、マルゲーラおよびプレゼンツァーノにおける新世代CCGTの建設によって高収益率投資の恩恵を受けている。これらは、それぞれ780MWおよび760MWの発電容量を持ち、環境への影響が少なく（炭素排出量は全国平均より40%低く、NOx排出量は70%削減される）、それぞれ2022年度および2023年度に発電開始予定である。感応度分析がこれらの資産について実施されており、その結果、クリーン・スパーク・スプレッドの10%の縮小ないしWACCの50ベシス・ポイントの上昇は、減損のリスクをもたらさないことが示されている。

最後に、継続事業として表示されているアルジェリアのE&P資産について、特に市場のコモディティ価格の状況を考慮して、2020年12月31日現在で減損テストが実施された。当該テスト結果の値は、追加の減損の認識につながらなかった。

Framatome

2017年12月31日に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、2020年12月31日現在、1,332百万ユーロであった。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た。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に関す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のさまざまな事業をリスク・プロファイルに応じて反映するよう加重されている。減損テストにより示唆された余裕は引き続き極めて大きい。2020年12月31日現在で更新されたテストでは、主にWACCの上昇に起因して、2019年12月31日現在よりも回収可能価額が減少したことが示されている。

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。

取得後に認識されたFramatomeの無形資産（平均15-20年にわたり減価償却されるEPRを含む技術、平均11年にわたり償却される顧客関係、およびブランド）についてテストが実施され、減損のリスクは識別されなかった。

EDF Renewables

EDF Renewablesの資産は主に、資産の耐用年数の大部分にわたって契約上に規定された収益を提供する価格購入契約（PPA）の恩恵を受けるCGUから成っているため、市場リスクへのエクスポージャーは低い。

2020年度において、(36)百万ユーロの減損が、EDF RenewablesのさまざまなCGUに関して計上された。この金額は、資産価額を下回る予想価格にて売却手続中である米国の風力発電所に関する減損(21)百万ユーロを含む。その他の減損は個別資産に関連している。

さらに、2020年12月30日付官報にて公布された2021年度のフランス財政法は、2006年度から2010年度の間に署名された一定の契約下で供給される太陽光発電について購入料金の引下げを導入している。EDF Renewablesは、この潜在的な料金改定に関係する総発電容量145MWの太陽光発電所の独占的ないし共同所有者である。これらの措置の申請に関する様式は、CREの意見表明後に公布される国務院の政令において規定される予定である。当該政令の公布日は未発表であり、当面の間、減損のリスクを見積もることはできない。

Dalkia

Dalkiaののれんは2020年12月31日現在で547百万ユーロであり、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。2020年6月30日現在で実施された減損テストでは、マクロ経済状況に起因する回収可能価額の減少が示された。2020年12月31日現在で更新されたテストは、2020年6月30日以降の特定のパラメータ、特に割引率の改善だけでなく、フランスの景気回復計画で導入された発電税引下げの好影響からも恩恵を受けた。変更後の仮定に基づいて、Dalkiaの回収可能価額は、ほぼ2019年12月31日現在の水準に戻り、引き続きテスト対象価額を大幅に上回っている。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、その結果は帳簿価額と回収可能価額との間の余裕に矛盾しなかった。

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141百万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。2020年12月31日現在で更新された減損テストは、現在の帳簿価額を裏付けるものである。

Covid-19パンデミックのエンジニアリング子会社への影響を考慮して、2020年6月30日現在で個別資産のテストが実施され、米国子会社の取得後に計上されたのれんについて(26)百万ユーロの減損が認識された。また、英国の子会社であるImtechについても、2020年度における当該CGUの相当額の損失を考慮してテストが実施されたが、価値の喪失は示唆されなかった。この結果の堅牢性を検証するために、適用されたパラメータに関して、閾値分析が実施された。

フランスー発電および供給

フランスの発電所群（原子力、火力および水力発電所）を形成する異なる発電施設は、その技術的な最大発電容量とは関係なく、統合的に管理され相互依存関係にあることから、当グループは、これらの発電所全体を単一のCGUと考えている。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、会計方針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2020年12月31日現在5.2%の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られる。現在稼働中の原子力資産については、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を50年と仮定している。また、フランスの複数年エネルギー計画に記載された900MW原子炉2基の早期閉鎖に関する提案も組み込まれている。

減損テストは、フラマンヴィル3に関する2019年度後半以降の直近の予測を考慮に入れている。当該予測では、プロジェクトの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。これは主に、溶け込み接合部の修理に関する例外的な追加費用に起因している。テストは、これらの非経常的費用が、資産計上されるのではなく、その他の営業収益および費用に含まれることを想定している。

当年度末現在の減損テストは、2020年6月30日現在のテストと同様に、回収可能価額が2019年12月31日現在よりも減少したことを示しているが、帳簿価額に対しては引き続き相当な余裕がある。不利なマクロ経済環境（中長期の価格シナリオ、

WACC)に加えて、回収可能価値の算定には特に、発電量に関する変更後の仮定および当グループの発表に沿ったグラン・カレーナージュ・プログラムに関する追加費用(特にCovid-19パンデミックの結果として)、逆に国の復興計画が発電税に与える好影響が含まれる。

テストの主要な仮定は引き続き、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変更、ならびに発電容量収益に関係する。これらの各仮定について感応度分析が行われており、その結果は帳簿価額と回収可能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かった。

その他国外ーベルギー

当年度末現在で更新された減損テストは、回収可能価額が帳簿価額を上回ることを示した。6月30日現在で電力価格シナリオに基づいて示された価値の喪失および顧客ポートフォリオの減少予測は、発電容量の拡大による風力発電資産の価値の向上によって相殺された。

Luminusが10.2%持分を所有するENGIEグループが運営する原子力発電所(419MW)のテストについては、従前から、発電所により異なる最長2025年度までの操業継続を仮定している。

水力発電委譲が短縮され得るリスクを組み込むために感応度分析が実施されており、関連する減損のリスクは識別されていない。

最後に、2020年12月31日現在で、関連会社に関して(189)百万ユーロの減損が計上された。これは、中国の石炭火力発電所、Covid-19パンデミックの影響を大きく受けた業界で事業を行う企業へのFramatomeの投資、および専用資産に含まれるEDF SA(EDF Invest)が所有する一定の非上場資産(注記15.1.2を参照)に関係していた。

注記11. フランスの公共配電委譲

会計原則および会計処理方法

フランスの公共配電委譲に関する会計処理は、委譲契約により決定されており、特にその特別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。

委譲契約を適用して、委譲運営者は、委譲期間全体にわたって自らのリスクで施設を管理し、電力網インフラの耐用年数にわたって実質的にすべてのリスクと便益（技術上および経済上の両方）を負担する。IAS第16号に基づいて、当該資産は運営者によって支配されており、委譲者は当該インフラに対してIFRIC第12号に定義される支配の決定的な特徴を有していない。

従って、すべての委譲資産は、その取得形態（委譲運営者が建設または購入した施設、および委譲者が提供した施設）ならびに資金調達源を問わず、貸借対照表に計上され、委譲者に対する契約上の義務は負債に認識されている。

委譲運営者が建設または購入した公共配電施設は、製造原価または取得原価をもって計上される。

- ・ 購入した施設は、資産を事業の用に供するために生じた直接帰属費用を含む実際取得原価で当初認識される。
- ・ 自家開発施設の製造原価には、会社で直接発生したか第三者により請求されたかを問わず、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帰属するその他のすべての製造費用が含まれる。

新たに委譲者が提供した施設は、会社が自ら当該資産を建設した場合に負担したであろう原価の額をもって計上される。

住宅、開発およびデジタル問題に関するフランスの2018年11月23日付法律2018-1021（「ELAN」法）第176条を適用して、対価なしに公共配電網に移管された上昇配電線の特定のケースにおいては、これらの資産は、フランスのプランコンタブルジェネラル第213-4条に基づく市場価額をもって計上される。

貸借対照表上の負債は、委譲者が対価なしに提供した新規施設およびELAN法に基づいて移管された上昇配電線について認識される。

配電資産（パイプ、変電所）は30年から60年の期間にわたり、メーターおよび計量機器は20年から30年の期間にわたり減価償却される。当グループは、委譲資産の主要な会計上のパラメータ（減価償却期間、取替価額、管理水準）の関連性を定期的にチェックしている。

フランスの配電委譲に適用される規制

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部分の公共配電網の委譲運営者となっている。

SEIは、Enedisと同じ委譲規制の下で、フランス本土の電力網に相互接続していない地域の配電網に係る委譲運営者である。

Electricité de Strasbourgは、1946年4月8日付法律を適用する、国有化されていない配電業者に依存する制限地域における公共配電網の委譲運営者である。

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2020年12月31日現在421件の委譲契約により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。

2017年度後半にFNCCRおよびフランス都市と締結した契約に従い、2020年度も当該フランス各地域で委譲更新の交渉が継続された。当年度末までに、2017年12月に発効した新モデルの下で、主要都市、都市の自治区、郡・市町村連合、および町または村との地域プロジェクトについて240件の委譲契約が締結済みであった。過去に更新または改訂済みで新モデルと同様の規定を含む委譲42件に加えて、主要都市および都市区との委譲契約の3分の2以上が新モデルの下で既に更新済みである。目標は、旧契約モデルを使用しているほぼすべての委譲が2021年度末までに確実に更新されることを目的として委譲当局と交渉を継続することである。

11.1 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日 現在	増加(1)	減少	その他変動 (2)	2020年12月31日 現在
土地・建物	3,061	177	(18)	(1)	3,219
電力網	96,970	4,383	(465)	11	100,899
その他施設等	4,624	466	(218)	-	4,872
建設中の資産(3)	1,880	(56)	(1)	5	1,828
総額	106,535	4,970	(702)	15	110,818
土地・建物	(1,523)	(74)	15	(10)	(1,592)
電力網	(43,724)	(234)	361	(2,276)	(45,873)
その他施設等	(2,875)	(210)	204	(120)	(3,001)
減価償却および減損累計額	(48,122)	(518)	580	(2,406)	(50,466)
純額	58,413	4,452	(122)	(2,391)	60,352

- (1) 増加は、委譲当局によって提供された資産も含む。2020年度はELAN法を適用した上昇配電線の統合に起因する399百万ユーロを含む。
- (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。
- (3) 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響を控除後で表示されている。

11.2 フランスの公共配電特別委譲負債

会計原則および会計処理方法

委譲負債は、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）。
 - ・ 委譲者による資金供与部分の償却：これは委譲運営者の委譲者に対する負債であり、資産の利用に伴い段階的に認識される。
 - ・ 取替引当金：この引当金は、1992年委譲契約モデルを用いて、委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関係する。ただし、ELAN法を適用して移管された上昇配電線を除く。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、資産のうち委譲者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、委譲中に委譲者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、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

当グループは、取替予定資産に関係する義務は委譲契約中の特別条項を基に評価されるべきであると考えている。このアプローチによれば、これらの義務は委譲者向けの年次報告書において計算され、報告された契約上の義務の価額で計上される。契約上の価額は、EDFグループがいつか委譲運営者としての地位を喪失する可能性も反映している。

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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
資産の現物評価額(1)	52,907	51,085

事業者による供与資金の未償却分	(28,730)	(27,387)
既存資産に対する権利—純額	24,177	23,698
委譲者による供与資金の償却	15,000	14,389
取替引当金	9,243	9,378
取替予定資産に対する権利	24,243	23,767
フランスの公共配電特別委譲負債	48,420	47,465

(1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金108百万ユーロ（2019年度131百万ユーロ）を含む。2020年度にはELAN法を適用した上昇配電線の統合に起因する399百万ユーロを含む。

注記12. 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)	注記	2020年12月31日現在			2019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	12.1	50.10	1,378	237	1,417	308
Taishan(TNPJVC)(1)	12.2	30.00	n.c.	n.c.	1,165	13
EDF SA保有のその他の投資	12.3	n.a.	1,742	-	1,448	59
EDF Renewables保有のその他の投資	12.3	n.a.	1,198	70	1,063	77
その他関連会社および共同支配企業 に対する投資	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1,321	62
小計			6,794	362	6,414	519
CENG（売却目的保有資産に組替）	3.2	49.99	n.a.	63	n.a.	288
Alpiq（2019年5月28日売却）	3.1.2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	11
小計				63		299
合計			6,794	425	6,414	818

n.a. = 該当なし。

n.c. = 報告なし。

(1) 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、2020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。

12.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
非流動資産	19,202	18,568
流動資産	3,712	3,120
資産合計	22,914	21,688
自己資本	2,750	2,829
非流動負債	15,630	15,059
流動負債	4,534	3,800
自己資本および負債合計	22,914	21,688
売上高	4,729	4,856
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,914	2,181
純利益	473	615
純負債額	12,700	12,256
自己資本直入損益	(188)	(279)
支払配当金	367	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。

12.2 TAISHAN

12.2.1 Taishanの財務指標

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)	2019年12月31日現在	2018年12月31日現在
非流動資産	12,183	11,595
流動資産	618	451
資産合計	12,801	12,046
自己資本	3,882	3,279
非流動負債	7,467	7,777
流動負債	1,452	990
自己資本および負債合計	12,801	12,046
売上高	783	32
純損益	44	(8)
支払配当金	-	-

12.2.2 EDFグループとTaishanとの間の取引

EDFは、中国広東省の台山における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。1,750MWのEPR原子炉2基から構成される台山原子力発電所は、エネルギー業界における中国とフランスの最大の協力プロジェクトである。CGNが51%、Yudeanが19%の持分を保有している。

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。2020年度には、2020年6月29日から9月24日まで、台山1号機について燃料再装荷のための最初の運転停止があった。

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、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した。2021年の翌年以後の料金に関する運動メカニズムは、この決定では設定されず、現在も発表されていない。2020年12月31日現在の減損テストは、2020年度の運用を

受けて調整された料金水準および一定の運用上の仮定に関する不確実性を考慮に入れて更新された。その結果、2020年12月31日現在の財務諸表に計上された投資に減損がないことが確認された。

12.3 その他関連会社および共同支配企業に対する投資

EDF SA保有のその他の投資は、専用資産に含まれている（注記15.1.2を参照）。

EDF Renewables保有のその他の投資は、主に米国、欧州、中国およびブラジルに所在する。

その他関連会社および共同支配企業に対する投資は主に、以下に関連している。

- ・ ブラジルにおけるCompagnie Énergétique de Sinop (CES) が所有するダムで、当グループが51%を所有：最初のタービンが2019年9月に、2基目が2019年10月に運転開始した。
- ・ カメルーンのNachtigalダムで、当グループが40%を所有：2019年3月に建設が開始され、2024年初頭の運転開始が期待される。
- ・ 中国におけるJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.が所有する超臨界石炭火力発電所で、当グループが49%を保有。

2020年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資について(189)百万ユーロの減損が計上された。これらは、さまざまな個別資産に関係していた：中国の一定の石炭火力発電所、Framatomeが保有するCovid-19パンデミックの影響を大きく受けた業界で事業を行う企業への投資、および専用資産に含まれるEDF SA (EDF Invest) が所有する一定の非上場資産（注記15.1.2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について(73)百万ユーロの減損が計上された。これらは、個々の金額的には重要でないさまざまな個別資産に関連していた。

EDF Renewablesが所有する持分法適用投資における2020年度の進展

EDF Renewables-Jinko Powerコンソーシアムによる世界最大の太陽光プロジェクトに係る資金調達の確定およびアブダビにおける建設の開始

2020年12月22日に、EDFグループのフランスの子会社であるEDF RenewablesとJinkoPower Technology Co.Ltdの子会社である中国のJinkoPower HKによって形成されたコンソーシアムは、アラブ首長国連邦アブダビにおける2.1GWのアル・ダフラPV2太陽光プロジェクトに係る資金調達を無事に確定した。この取引は、アブダビを拠点とする株主であり、電力および再生可能エネルギー業界大手であるTAQA GroupおよびMasdarと共に完了した。

約10億米ドルの取引に対して、プロジェクト・ファイナンスを通じて銀行団から資金提供されている。

この主要な経過目標の完了により、現地での建設の開始が可能となる。アブダビ市の南35kmのアル・ダフラ地域に位置するこの太陽光発電所は、単一用地の太陽光発電所としては世界最大となる。当該発電所は、20平方kmを超える砂漠気候地帯にまたがり、4百万を超えるPVモジュールを擁する。

このプロジェクトは、2022年度を目標とする運転開始後は、160,000超の現地世帯を賄う電力に相当する電力を供給する。

当該プロジェクトは独立系発電事業者モデル（IPP）に基づいているため、EDF RenewablesおよびJinko Powerはそれぞれ20%の持分を保有し、残りの60%はTAQAおよびMasdarが所有している。

当該4パートナーは、既に、2020年7月23日付で30年間の電力購入契約（PPA）に署名していた。

EDEN Renewables Indiaの新たな太陽光発電所によるポートフォリオの拡大

2020年10月1日に、再生可能エネルギーの世界的主導企業であるEDF RenewablesとTotal Erenは、両社が均等に所有する共同支配企業であり、インドの太陽光発電市場に特化したEDEN Renewables Indiaが、インド北部のラジャスタンにおける合計1,350MWpの3件の太陽光発電（PV）プロジェクトを獲得したと発表した。

2020年12月31日現在、EDEN Renewablesは、1.2GWを超える風力および太陽光発電プロジェクトを稼働または建設しており、インドにおける野心的目標を確認した。

EDEN Renewablesはまた、特に2020年4月から7月の間に以下のプロジェクトを獲得することにより、プロジェクトのポートフォリオを拡大した。

- ・ インドのSolar Energy Corporationが開催した直近の入札における450MW¹の太陽光発電プロジェクト2件（SECI VIIIおよびSECI IX）。
- ・ National Hydro Power Corporation（NHPC）が開催した直近の入札における450MW¹の太陽光発電プロジェクト1件。これについて、2020年8月末にNHPCとの間で25年間の電力購入契約（PPA）が締結された。

1 300MWacに相当する。

これらの太陽光発電所は、年間2,300GWh超の発電量が期待されており、インドの2百万人近くの年間電力需要を満たすのに必要なエネルギーを生産する予定である。

当該発電所の建設は2021年度上半期中に開始予定であり、運転開始は2022年度から2023年度と見込まれている。

EDF Renewables、Enbridge、wpdがFécamp洋上風力発電所の建設を開始

2020年6月2日に、EDF Renewables、北米の大手エネルギー・インフラ企業であるEnbridge Inc.および欧州の再生可能エネルギー企業であるwpdは、コンソーシアムおよびその財務上のパートナーとの間の資金調達契約の最終決定を受けて、Fécamp洋上風力発電所の建設開始を発表した。

500MWのFécamp洋上風力発電所は、フランス北西部の海岸沖13km-22kmの間に位置する71基の風力タービンから構成される。プロジェクトの試運転は2024年度に予定されている。

プロジェクトの資本コストは総額20億ユーロと見積られ、その大部分はプロジェクト・レベルの非遡及型債務により賄われる予定である。Fécamp洋上風力発電所は、2018年6月にフランス国により付与された20年間の電力購入契約（PPA）に支えられている。

すべてのプロジェクト・パートナーは、洋上風力発電所および大規模な産業プロジェクトの提供において相当な経験を有している。

- ・ EDF Renewablesは、Éolien Maritime Franceを通じてプロジェクトの35%を所有しており、洋上風力部門を含む再生可能エネルギー・プロジェクトの開発、建設および運営における専門知識を提供する。
- ・ Enbridge Inc.は、Éolien Maritime Franceを通じてプロジェクトの35%を所有しており、北米をリードするエネルギー・インフラ企業である。
- ・ wpd offshoreは、プロジェクトの30%を所有しており、洋上風力発電のパイオニアであり大手の1社である。

中国における洋上風力発電プロジェクトの建設・運営に係るEDFとCEIグループの間のパートナーシップ

2020年6月2日に、EDFおよびChina Energy Investment Corporation（CEI）は、Dongtai IVおよびVプロジェクトに関する共同支配契約の契約締結に伴う両社の業界パートナーシップの新段階について発表した。新たな共同支配企業は現在、中国の江蘇省（上海北部）沖の502MWの洋上風力発電プロジェクトを建設および運営している。

当該契約は、2019年12月に全面的に運転開始した302MWの風力発電所であるDongtai IVおよび、現在建設中であり2021年に運転開始が予定されている200MWのプロジェクトであるDongtai Vに関係している。両当事者は共に、Dongtai V洋上風力発電所の建設を継続し、両施設の運営および保守を行う。これらのプロジェクトは、EDFグループにとって中国で最初の洋上風力発電プロジェクトである。

当グループは子会社であるEDF RenewablesおよびEDF（China）Holding Ltd.を通じて当該共同支配企業に対する37.5%の持分を取得しており、CEIグループは子会社であるShenhua RenewableおよびShenhua Clean Energy Holdingsを通じて残りの資本を引き続き保有している。

この共同支配企業は、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。

連結範囲の変更、特に2019年度および2020年度の再生可能エネルギーにおける主要な取得については、注記3.1.1に記載されている。

注記13. 運転資本

13.1 運転資本：構成および変動

13.1.1 運転資本の構成

2020年度における正味運転資本の変動は、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	貨幣性 変動	非貨幣性 変動	2020年 12月31日現在
棚卸資産および仕掛品	13.2	(14,049)	(873)	184	(14,738)
営業債権、引当金控除後	13.3	(15,606)	842	243	(14,521)
営業債務	13.4	12,867	(861)	(106)	11,900
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債権）	13.3.4	(1,667)	(328)	2	(1,993)
その他の債権および債務(1)	13.3.4および 13.5	9,379	(189)	361	9,551
運転資本のその他の構成要素(2)		(726)	(270)	255	(740)
正味運転資本		(9,802)	(1,679)	939	(10,541)

(1) 資産の取得/処分および投資補助金に係る債権および債務を除く。

(2) 運転資本のその他の構成要素は、貸借対照表の無形資産に表示された二酸化炭素排出権およびグリーン証書ならびに業務関連デリバティブを含む。

13.1.2 運転資本の非貨幣性変動

非貨幣性変動は連結範囲の変更、外国為替の影響、公正価値の変動および組替の影響を含む。2019年度からの非貨幣性変動は、主に外国為替の影響（特にユーロに対する英ポンドの下落に起因する棚卸資産、営業債権および営業債務について）320百万ユーロおよび業務関連デリバティブの公正価値の変動239百万ユーロに起因する。

13.1.3 運転資本の貨幣性変動

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年度	2019年度 ⁽¹⁾
棚卸資産の変動	13.2	(873)	191
営業債権の変動	13.3	842	199
営業債務の変動	13.4	(861)	(48)
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債権）の変動	13.3.4	(328)	(864)
その他の債権および債務の変動（2）	13.3.4および 13.5	(459)	997
運転資本の変動		(1,679)	475

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

(2) その他の債権および債務の変動は、貸借対照表の無形資産に表示された二酸化炭素排出権およびグリーン証書ならびに業務関連デリバティブの貨幣性変動を含む。

2020年度における運転資本の貨幣性変動は、主に、棚卸資産の大幅な増加（発電容量証書と省エネ証書の増加－注記13.2を参照）とトレーディング業務の終了ポジションとマージン・コールの変動に起因して、(1,679)百万ユーロ減少した。これら二つの要因はまた、2019年度と2020年度の運転資本の変動の違いのほとんどを説明している。

13.2 棚卸資産

会計原則および会計処理方法

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。

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日付省令に定義された「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。

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5.4.3および10.2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5.1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。

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)	2020年12月31日現在			2019年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,564	(33)	10,531	10,649	(4)	10,645
その他燃料	770	(42)	728	872	(30)	842
その他消耗品	1,660	(398)	1,262	1,624	(360)	1,264
仕掛品（製品・サービス）	469	(33)	436	497	(30)	467
その他の棚卸資産	1,804	(23)	1,781	869	(38)	831
棚卸資産合計	15,267	(529)	14,738	14,511	(462)	14,049

2020年12月31日現在の長期（1年超）部分は、主に、8,068百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2019年12月31日現在7,828百万ユーロ）。

2020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、300百万ユーロである（2019年12月31日現在141百万ユーロ）。

2020年度における「その他の棚卸資産」の増加は、主に、2020年6月の入札以降に観察された購入価格の上昇に起因するフランスにおける発電容量保証（注記5.1を参照）および省エネ証書在庫（注記5.4.3を参照）に関連する。

13.3 営業債権

会計原則および会計処理方法

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。

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	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）		14,686	15,066
－契約資産	13.3.3	389	400
営業債権－総額（EDF Trading）		1,036	1,583
減損(1)		(1,201)	(1,043)
営業債権－純額		14,521	15,606

(1) 注記1.4.1.3を参照。

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、2020年12月31日現在6,782百万ユーロ（2019年12月31日現在6,719百万ユーロ）は、営業債権から控除されている。

13.3.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在			2019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	15,722	(1,201)	14,521	16,649	(1,043)	15,606
- 期日経過後6か月以内	1,249	(242)	1,007	1,262	(187)	1,075
- 期日経過後6～12か月	465	(193)	272	367	(124)	243
- 期日経過後12か月超	851	(526)	325	940	(514)	426
期日到来営業債権	2,565	(961)	1,604	2,569	(825)	1,744
期日未到来営業債権	13,157	(240)	12,917	14,080	(218)	13,862

13.3.2 債権の譲渡

会計原則および会計処理方法

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。

(単位：百万ユーロ)

	2020年12月31日現在	2019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	84	-
譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権	60	32
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	792	1,042

当グループは2020年12月31日現在、主にEdison、EDF SAおよびDalkiaに関連する合計792百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた(2019年12月31日現在1,042百万ユーロ)。

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。

13.3.3 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、2020年12月31日現在389百万ユーロおよび2019年12月31日現在400百万ユーロに相当し、主にFramatome、DalkiaおよびEDF Renewablesに関連している。

13.3.4 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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
前払費用	1,457	1,429
公共電力サービス拠出金 (CSPE)	1,993	1,667
VAT債権	1,988	2,022
その他税金債権	248	153
その他の営業債権	3,247	3,540
その他の債権	8,933	8,811
非流動部分	2,015	1,930
流動部分	6,918	6,881
総額	9,013	8,877
減損	(80)	(66)

その他の営業債権は、供給業者に支払った前渡金1,045百万ユーロを含んでいる(2019年12月31日現在1,278百万ユーロ)。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。

EDFの公共サービス費用

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2020年度の額は8,081百万ユーロである。

2020年度の受取額(払戻しに対する年次拠出金および関連利息を除く)は合計7,732百万ユーロ(特別「エネルギー移行」予算項目からの5,333百万ユーロおよび一般予算からの2,399百万ユーロを含む)であった。

2019年12月31日現在の債権1,647百万ユーロに基づいて、政府がEDFに対して負う営業債権の残高は、2020年12月31日現在、1,974百万ユーロである。この状況は、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1月からの廃止を規定する当初の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、公共電力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、2020年7月17日にCREは、EDFの公共サービス費用の2021年度予測（8,104百万ユーロ）、2020年度の改訂費用予測（8,122百万ユーロ）および2019年度に計上された実績費用（7,585百万ユーロ）を明記した2020年7月15日付決定2020-177を公表した。

フランスにおける公共電力サービス費用補償メカニズムについては注記5.4.1に記載されている。

13.4 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	10,868	11,243
営業債務（EDF Trading）	1,032	1,624
営業債務	11,900	12,867

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。

13.5 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)	2020年12月31日現在	うち契約負債	2019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	1,788	1,344	1,975	1,761
有形固定資産関連負債	4,196	-	3,824	-
税金負債	4,532	-	4,439	-
社会保障費	4,712	-	4,535	-
長期契約に係る繰延収益	3,290	3,233	3,412	3,412
その他の繰延収益(1)	827	430	641	509
その他	2,390	-	2,712	-
その他の負債	21,735	5,007	21,538	5,682
非流動部分	4,874	3,092	4,928	3,473
流動部分	16,861	1,915	16,610	2,209

(1) フェッセンハイム補償協定にもとづく最初の支払額を含む（注記5.4.3を参照）。

13.5.1 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518百万ユーロから成る（2019年12月31日現在651百万ユーロ）。

13.5.2 税金負債

2020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税を控除した502百万ユーロが含まれている（2019年12月31日現在560百万ユーロ）。

13.5.3 長期契約に係る繰延収益

2020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1,713百万ユーロ（2019年12月31日現在1,709百万ユーロ）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。

13.5.4 その他

会計原則および会計処理方法

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。

その他の負債の表の最終行には、2020年度中に受け取った投資補助金414百万ユーロ（2019年度543百万ユーロ）が含まれている。

13.5.5 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)	2019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	2020年 12月31日 現在
前受金	1,761	1,066	(1,429)	(25)	(1)	4	(32)	1,344
長期契約に係る繰延収益	3,412	465	(705)	-	60	14	(13)	3,233
その他の繰延収益	509	320	(390)	-	-	1	(10)	430

これらの負債は、大部分の前受金および未成業務受入金1,344百万ユーロ（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、大部分の繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）3,663百万ユーロ（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2020年12月31日現在の合計額は、5,007百万ユーロである（2019年12月31日現在5,682百万ユーロ）。

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10,910百万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1,183百万ユーロは、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。

注記14. 自己資本ならびに基本的1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

14.1 資本金

会計原則および会計処理方法

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。

2020年12月31日現在のEDFの資本金は1,549,961,789.50ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,099,923,579株から成っている。資本金のうち83.68%はフランス政府、14.94%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.36%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.02%はEDFが自己株式として所有している。

2020年度の資本金の変動は自己株式の消却に関連する。

2019年度の資本金の変動は2018年度の株式配当の残額と2019年度の間配当の支払に関連する881百万ユーロを含んでいた。

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。

14.2 自己株式

会計原則および会計処理方法

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。

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は每期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF (Autorité des Marchés Financiers) の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2020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830,000株、総額10百万ユーロである。

14.3 配当

2019年11月19日にEDFの取締役会が決議した2019年度の間配当は1株当たり0.15ユーロであった。この配当は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ており、総額458百万ユーロであった。フランス政府は、2019度について、株式による中間配当を選択した。株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は27百万ユーロであった。

Covid-19パンデミックの状況下で、すべての当社利害関係者への連帯と責任が不可避となることに対応して、2020年5月7日の株主総会において、2019年度の配当は中間配当のみとすることが決議された。

加えて、EDFは2020年度についての中間配当を行わなかった。

14.4 永久劣後債

会計原則および会計処理方法

永久劣後債（「ハイブリッド」債）

当グループが発行した永久劣後債には、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。

14.4.1 2020年12月31日現在の永久劣後債残高

2020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、11,290百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である（2019年12月31日現在9,209百万ユーロ）。

永久劣後債の発行は、2020年12月31日現在の自己資本に正味合計額2,081百万ユーロで計上された（注記14.4.2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、2020年度501百万ユーロ、2019年度589百万ユーロであった。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。

2021年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約276百万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%
EDF	09/2020	850	ユーロ	6.5年	2.88%
EDF	09/2020	1,250	ユーロ	10年	3.38%

14.4.2 2020年度中の永久劣後債の変動

ハイブリッド債の発行

2020年9月8日にEDFは、以下から構成される額面合計21億ユーロの2本のユーロ建ハイブリッド債を新たに発行した。

- ・ 当初クーポン2.875%で当社のオプションによる最初の償還日を2026年12月15日とするノンコール永久ハイブリッド債850百万ユーロ
- ・ 当初クーポン3.375%で当社のオプションによる最初の償還日を2030年6月15日とするノンコール永久ハイブリッド債12.50億ユーロ

当社は、最初の金利再設定日前90日間であればいつでも、このハイブリッド債を現金で償還できる。当該日は、期間6.5年のノンコール・ハイブリッド債については6.5年内（最初の金利再設定日は2027年3月）、期間10年のノンコール・ハイブリッド債については10年内（最初の金利再設定日は2030年9月）、その後は毎クーポン支払日とされる。

決済日は2020年9月15日であり、このハイブリッド債は、同日付けで、ユーロネクスト・パリの組織化された市場での売買が認められた。

これらの発行は、当社の資本構成の恒久的な部分を占めるハイブリッド資本証券による資金調達を行う当社の強いコミットメントを示すものである。このハイブリッド債の発行収入は当社の一般的な企業目的のために使用される。

このハイブリッド債はユーロネクスト・パリでの売買が認められている。格付機関はこのハイブリッド債にBaa3/BB-/BBB (Moody's/S&P/Fitch) の格付と50%の資本性を認めた。

この発行は、入金時に正味合計額2,081百万ユーロで自己資本に計上された。

14.5 株式転換権付グリーンボンド (OCEANE)

会計原則および会計処理方法

OCEANE (新株式への転換および/または既発行株式との交換可能な社債)

OCEANE債は、固定額の現金と交換に固定数の株式を引渡すことにより転換できる（「固定対固定」ルール）ものであり、IAS第32号に準拠して、債務部分と資本部分が認識される。

債務－資本割合は、転換権が行使される可能性が変化しても、一定である。

債務部分は、割引将来キャッシュ・フロー法によって、転換権なしの比較可能な市場の社債に適用される割引率を使用して測定される。資本部分は社債の公正価値と債務部分の公正価値との間の差額相当である。

発行費は当初の配分割合と同じ割合で、債務と資本部分に配分される。

2020年9月8日に、EDFは、額面2,400百万ユーロ、発行価額2,569百万ユーロで、新株式への転換および/または既発行株式との交換可能なグリーンボンド（OCEANES Vertes）を発行した。この社債は、費用および税金を控除後の2,389百万ユーロの「借入金およびその他の金融負債」と126百万ユーロの「自己資本」に計上されている。この社債の主要な特徴は注記18.3.2.2に記載されている。

14.6 非支配持分（少数株主持分）

14.6.1 非支配持分の内訳

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在			2019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%	2,526	(91)	2,764	(16)
NNB Holding Ltd.	33.5%	4,716	1	3,977	5
EDF Investissements Groupe SA	7.54%	515	11	516	10
Luminus SA	31.4%	400	(5)	376	(6)
Framatome	24.5%	115	(26)	163	(22)
その他の非支配持分		1,321	75	1,528	56
合計		9,593	(35)	9,324	27

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。

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。

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。

当グループが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。

その他の非支配持分は、主に、EDF Energyを通じて80%を所有する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る。

その他の非支配持分はまた、Dalkiaグループが発行し少数株主持分が引き受けた転換社債の形態による商品、2020年12月31日現在の合計202百万ユーロ（2019年度239百万ユーロ）を含む。

14.6.2 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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
非流動資産	23,317	25,807

流動資産	4,399	3,649
資産合計	27,716	29,456
自己資本	12,630	13,820
非流動負債	14,741	15,175
流動負債	345	461
自己資本および負債合計	27,716	29,456
売上高	3,091	2,807
純利益	(455)	(81)
自己資本直入損益	(735)	841
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	982	328
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(380)	(474)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(335)	-
現金および現金同等物－期首残高	329	472
現金および現金同等物の純増加／（減少）額	267	(146)
為替変動の影響	(11)	17
その他	-	(14)
現金および現金同等物－期末残高	585	329
非支配株主に対する支払配当金	68	-

14.7 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）	2020年度	2019年度(1)
普通株式に帰属する純利益	650	5,155
—継続事業からのEDF純利益	804	5,639
—非継続事業からのEDF純利益	(154)	(484)
永久劣後債に係る支払	(501)	(589)
1株当たり利益の計算に使用された純利益	149	4,566
—継続事業からの純利益	303	5,050
—非継続事業からの純利益	(154)	(484)
希薄化効果のある金融商品の影響の取消	1	-
希薄化後1株当たり利益の計算に使用された純利益	150	4,566
—継続事業からの純利益	304	5,050
—非継続事業からの純利益	(154)	(484)
期中加重平均社外流通普通株式数	3,106,323,609	3,029,504,511
希薄化効果のある金融商品の影響	9,149,131	-
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	3,115,472,740	3,029,504,511
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
基本的1株当たり利益	0.05	1.50
希薄化後1株当たり利益	0.05	1.50
継続事業の基本的1株当たり純利益	0.10	1.67
継続事業の希薄化後1株当たり純利益	0.10	1.67
非継続事業の基本的1株当たり純利益	(0.05)	(0.17)
非継続事業の希薄化後1株当たり純利益	(0.05)	(0.17)

(1) E&P事業の範囲の変更に起因するIFRS第5号の影響について再表示されている（注記1.4.2を参照）。

2020年9月8日に、EDFは、新株式への転換および/または既発行株式との交換可能な無担保優先グリーンボンドを発行した（OCEANes Vertes、注記18.3.2.2を参照）。希薄化後1株当たり純利益は、これらの社債についての2020年12月15日から可能な転換の影響を織り込んでいる。2020年度の希薄化後1株当たり純利益の計算に使用された純利益への影響は重要でなかった。

注記15. 原子力発電関連引当金および専用資産

会計原則および会計処理方法

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。

稼働中の原子力発電所廃炉引当金については、調整は固定資産を通じて計上される。

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。

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。
- ・ 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抛出に従って、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。
- ・ 原子炉が閉鎖された際の原子炉内の燃料に関連する費用（炉心核燃料引当金）。これらは、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内の燃料在庫の原価、その燃料の処理ならびにこれらから生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

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。

原子力発電関連引当金の流動および非流動の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在			2019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	1,430	26,137	27,567	1,432	23,822	25,254
廃炉および炉心核燃料引当金	723	32,196	32,919	364	31,761	32,125
原子力発電関連引当金	2,153	58,333	60,486	1,796	55,583	57,379

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15.1	注記15.2	注記15.3	
使用済燃料管理引当金	11,322	1,286	-	12,608
廃棄物除去および調整引当金	-	546	-	546
放射性廃棄物長期管理引当金	13,300	1,106	7	14,413
2020年12月31日現在核サイクル終了引当金	24,622	2,938	7	27,567
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
原子力発電所廃炉引当金	17,489	10,170	377	28,036
炉心核燃料引当金	2,711	2,172	-	4,883
2020年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	20,200	12,342	377	32,919
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
2020年12月31日現在原子力発電関連引当金	44,822	15,280	384	60,486
2019年12月31日現在原子力発電関連引当金	41,720	15,283	376	57,379

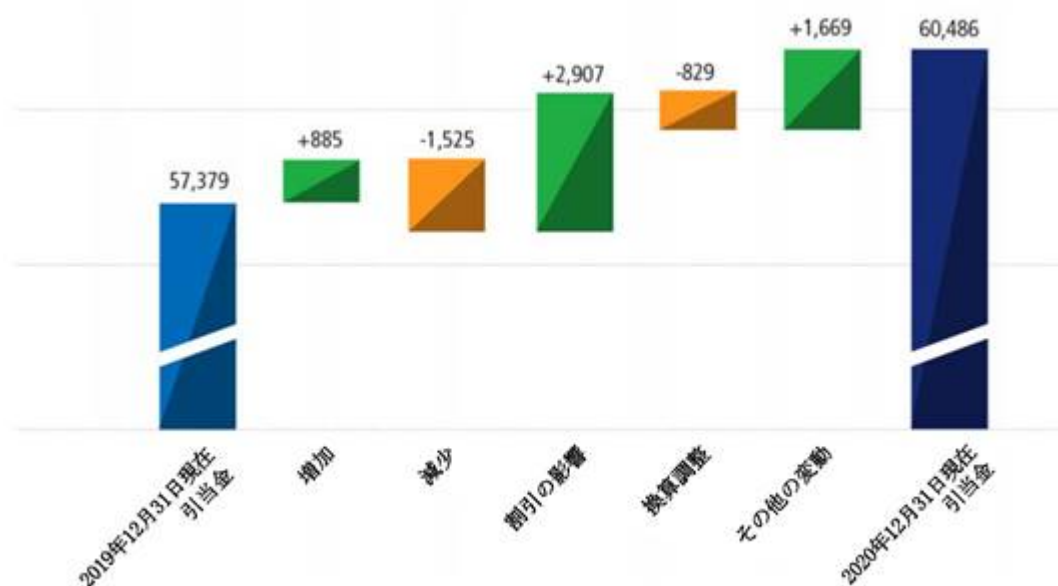
核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019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	2020年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	12,326	639	(950)	660	(79)	12	12,608
廃棄物除去および調整引当金	1,337	9	(25)	56	(29)	(802)	546
放射性廃棄物長期管理引当金	11,591	104	(221)	1,069	(58)	1,928	14,413
核サイクル終了引当金	25,254	752	(1,196)	1,785	(166)	1,138	27,567
原子力発電所廃炉引当金	27,609	133	(230)	957	(557)	124	28,036
炉心核燃料引当金	4,516	-	(99)	165	(106)	407	4,883
廃炉および炉心核燃料引当金	32,125	133	(329)	1,122	(663)	531	32,919
原子力発電関連引当金	57,379	885	(1,525)	2,907	(829)	1,669	60,486
流動部分	1,796						2,153
非流動部分	55,583						58,333

2020年度における原子力発電関連引当金の変動は、主に、フランスおよび英国における実質割引率20ベース・ポイントの低下に起因する。対応する影響は、損益計算書を通じて調整される引当金については「割引の影響」（1,042百万ユーロ）に、また関連資産（フランスおよび英国の引当金関連資産および基礎資産、英国の原子力負債基金（NLF）および英国政府に対する債権）の裏付けがある引当金の変動については「その他の変動」（1,351百万ユーロ）に含まれている。

2020年度における原子力発電関連引当金の変動の詳細は以下の通りである。

原子力発電関連引当金（単位：百万ユーロ）



15.1 フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産

15.1.1 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。

上記の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はまた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15.1.2を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度リスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、注記1.3.4.2に記載されたような不確定要素が伴う。

フランスにおけ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)	注記	2019年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2020年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	15.1.1.1	10,823	625	(744)	626	(8)	11,322
-営業サイクルに関連しない金額		1,152	65	(14)	109	(15)	1,297
-2006年6月28日付法律の範囲外 の金額		1,019	41	(35)	51	-	1,076
廃棄物除去および調整引当金	15.1.1.2	805	6	(25)	46	(832)	-
放射性廃棄物長期管理引当金	15.1.1.2	10,531	101	(221)	1,016	1,873	13,300
核サイクル終了引当金		22,159	732	(990)	1,688	1,033	24,622
原子力発電所廃炉引当金	15.1.1.3	16,937	133	(181)	780	(180)	17,489
炉心核燃料引当金	15.1.1.4	2,624	-	(99)	94	92	2,711
廃炉および炉心核燃料引当金		19,561	133	(280)	874	(88)	20,200
原子力発電関連引当金		41,720	865	(1,270)	2,562	945	44,822
2006年6月28日付法律の範囲内 の原子力発電関連引当金(1)		40,701	824	(1,235)	2,511	945	43,746
2006年6月28日付法律の範囲外 の原子力発電関連引当金(1)		1,019	41	(35)	51	-	1,076

(1) 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日付法律の適用範囲ならびに原子力費用の財源確保に関する適用の縮小。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である（以下を参照）。

割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,520百万ユーロ、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2020年度の実質割引率の変更による影響1,042百万ユーロ（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

その他の変動は、主に、以下を含む。

- ・ 関連資産がある引当金に関する2020年12月31日現在の実質割引率の変更による影響707百万ユーロを含む。
- ・ 以前は廃棄物除去および調整引当金に含まれていた841百万ユーロおよび以前は原子力発電所廃炉引当金に含まれていた（集中型施設における一時貯蔵および蒸気発生器の処理費用に相当する）813百万ユーロの放射性廃棄物長期管理引当金への組替。この組替は、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するために行ったものである。

EDF以外の施設について

- ・ EDF、COGEMA（現Orano Recyclage）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 Recyclage）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Orano Recyclage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。

15.1.1.1 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、使用済燃料管理引当金はOrano Recyclageが提供する予定の以下の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む。

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。2020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、供給業者間のインターフェイスのテストを実施した。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（882百万ユーロ）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。

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、既存または建設中の工業用施設で現状は再利用できない使用済燃料、すなわち、処理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が、これは法律が定義する営業サイクルとは関連しない（注記15.1.2を参照）。この引当金は（原子力運営者になる予定の）EDFが管理する、ラアグの水中集中型貯蔵施設の建設を含むシナリオに基づいている。このプロジェクトは放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間の国家計画についての公開討議中に提示され、2021年度にフランスの公開討議委員会（CNDP）が組織する特定の公開協議に供される予定である。

15.1.1.2 放射性廃棄物長期管理引当金

15.1.1で説明された2020年12月31日現在で適用された組替に従い、放射性廃棄物長期管理引当金は、以下の将来費用に関係している。

- ・ 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。
- ・ 廃炉および一部の業務廃棄物から生じた放射性廃棄物の特性評価、処理、調整および一時貯蔵—これらの業務は、以前は原子力発電所廃炉引当金と廃棄物除去および調整引当金の対象とされていた。
- ・ この放射性廃棄物の最終貯蔵。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および、特にラアグにおける発電所の廃炉または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）

貯蔵センター

2020年12月31日現在 2019年12月31日現在

超低レベルおよび低中レベル廃棄物	超低レベル廃棄物： モルヴィリエ(ANDRA)	2,856	1,561
	低中レベル廃棄物： スレーヌ(ANDRA)		
	調査中のプロジェクト： スレーヌ(ANDRA)		
長寿命低レベル廃棄物	地層貯蔵センター (Cigéoプロジェクト)	365	330
長寿命中高レベル廃棄物		10,079	8,640
放射性廃棄物長期管理引当金		13,300	10,531

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物は稼働中または廃炉プロセスにある原子力施設から生じる。

- ・ 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、一般に金属（大規模な部品、導管、支持構造物等）またはがれき（コンクリート、アース等）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（グローブ、フィルター、樹脂、資材等）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）の除去、処理および貯蔵の費用は、運送者、既存の貯蔵センターの運営についてはANDRA、および廃棄物処理費用についてはCyclife France発電所との、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評価を適用して、在庫の仮定が更新され、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）。

2020年度に費用分担に関する仮定は、超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物の固定貯蔵費用に係る3つの産出業者間の長期配分を反映して再評価された。この費用分担更新業務のすべての影響によって、引当金は179百万ユーロ増加した（損益計算書に50百万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）。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、注記15.1.1に記載された組替を受けて、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、廃棄物の処理、調整および一時貯蔵も対象としている。これらの業務の多くは、以前は原子力発電所廃炉引当金ならびに廃棄物除去および調整引当金に含まれていた（2020年12月31日現在979百万ユーロが組み替えられた）。

最後に、2020年2月に、超低レベル廃棄物については、放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間のフランスの国家計画（PNGMDR）についての公開討議を受けて、環境連帯移行省およびASNの結論は、処理後の超低レベル金属廃棄物のリサイクルを認める規制変更の道を拓いた。すなわち「政府は、対象を定めた特例の新しい可能性を導入するために、超低レベル廃棄物管理に適用される規制の枠組みを変えて、核融合と汚染除去後にケース・バイ・ケースで、超低レベル原子力金属廃棄物のリサイクルを認める予定である。」とした。規制改正は一般リスク保護省（DGPR）によって提案され、公開協議のために提出された。

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た。2016-2018年度の期間にわたる作業終了後の2020年8月6日に公表されたこの廃棄物管理に関するASNの意見および第5回PNGMDRの現在の精緻化フェーズにおいてPNGMDRの長が提案した方向性から、ANDRAが、いくつかの参照管理シナリオを明示し、また補完概念の必要性ならびに長寿命低レベル廃棄物の貯蔵のために選定された技術上および安全上のオプションを記載したファイル（要約予備計画またはavant-projet sommaire—APSに相当する）作成の必要性を明らかにするための対象期間は、2023年と設定された。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

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年の在庫に基づき、2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、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12月末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、技術的最適化とその影響の評価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。

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。

2016年4月にANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付した。2016年7月11日付法律は可逆性概念を明確化した。

2018年1月11日に、ASNは、DOSに対する意見を公表した。ASNは、Cigéoプロジェクトが当該段階において全体として満足な技術的成熟に達しているものと判断した。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。

Cigéoの詳細設計調査は、現在、ANDRAにより最終化されつつある。DGECの要請により組織された外部専門家集団による詳細設計レビューに関しては、2020年10月にその結論が報告された。当該集団は、ANDRAの提案に全体として好意的な意見を公表しているが、詳細設計調査の最終化およびセンター設置の認可申請について一定数の勧告を行い、この件についてEDF、OranoおよびCEAのより緊密な関与を求めた。

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、2021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。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。

2020年8月3日に、ANDRAは、環境連帯移行省に、Cigéo貯蔵センターの公益事業を正式に認める公益事業宣言（déclaration d'utilité publique、DUP）を求める申請書を提出した。政府機関による検討を経て、この申請によって、2021年度下半期に開催が見込まれる公開討議が行われる。自動的に計画文書についての適合性を付与するDUP法令の公表は2021年度後半と見込まれる。

最後に、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法は、このプロジェクトの（標準税制の代わりに貯蔵税に基づく）税務上の変更を含んでいる。関連する施策は今後定義され、Cigéoプロジェクトのコスト増加を防ぐために政府によって管理される予定である。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、注記15.1.1に記載された組替を受けて、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、ICEDA貯蔵施設（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）の低中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵も対象としている。ビュジェ発電所に建設されたこの施設は、ASNによる2020年7月28日の運転開始承認後の2020年9月に、最初の廃棄物パッケージを受け入れた。これらの原子力費用は、以前は廃棄物除去および調整引当金の対象とされていた（2020年12月31日現在の関連する組替は675百万ユーロであった）。

15.1.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基本的な原子力施設（installations nucléaires de base、INB）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。最終的な閉鎖と廃炉手続は、環境法第L.593-25条から第L.593-20条および第R.593-65条からR.593-74条に規定された法規制により管理されている。これは各INBの以下の業務を含む。

- ・ 最終的な閉鎖宣言。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、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、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。
- ・ 運営者が作成して原子力安全性担当大臣に送る解体計画。当局の検討と公式な調査を経て、当局が解体作業を開始することを定める法令が出される。
- ・ ASNの承認を求めて提出される主要段階の進捗レビュー。実施予定の解体作業独自の安全性の記録を含む。
- ・ ASNへの申告またはASNによる承認を要する作業の場合は、運営者が導入した重要な変更に関する内部統制プロセス。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点での当該施設の分類解除。これによって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。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短くするように求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の作業は、現在稼働中の原子力発電所より前に建設され操業していた「第1世代」発電所として知られる発電所、ならびにスーパーフェニックス発電所および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、ショーの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、この発電所は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有の課題を伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験はそれでもなお、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する調査および見積りの頑健性を改善するだろう。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、特に規模の効果に関連する好機とリスクの両方を含んでいる。

フェッセンハイムにおいては、2基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的な耐用年数到来前に、それぞれ2020年2月22日と2020年6月30日に永久に閉鎖された。連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)のより詳細な研究報告とリスク軽減とともに、2018年度後半に最終化された。解体計画は、このINBの永久閉鎖宣言とともに、2019年9月にASNに送付された。2019年度と2020年度に行われた研究は解体計画の作成に重点を置いたもので、2020年12月2日にASNに送付された。提出日後に、ASNは書類を3年から5年の期間をかけて検証する予定である。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2020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	13,244	-	(43)	474	(900)	12,775
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,693	133	(138)	306	720	4,714
原子力発電所廃炉引当金	16,937	133	(181)	780	(180)	17,489

その他の変動は特に、2020年度上半期の最終閉鎖を受けたフェッセンハイムの原子炉2基に関連する廃炉引当金の「現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金」から「永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金」への組替を含む。

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La Guardia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経験を織り込むため、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シリーズ効果および相互効果の性質は、以下に説明する通りである。

シリーズ効果（同種初の用地のための作業が以後の同一シリーズの用地に与える効果）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。

相互効果（稼働中または廃炉中を問わず同一用地内のユニット間の効果）には、いくつかの異なるタイプがある。

- ・ 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度解体する必要はないという事実に関連する。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が解体される場合に全く増加しない。これは通常、調査コスト、共用機材および用地の安全な作業条件を維持するコストである。

相互効果によって、同一用地の2基一組の原子炉の解体に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の解体の場合を下回る。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。

シリーズ効果および相互効果は、これらの効果を見積りしとくらべて、解体費用をそれぞれ10%および6%削減する。シリーズ効果および相互効果は、シリーズによって異なる。すなわち、一つのシリーズにより多くのユニットがある場合（シリーズ効果）および一つの用地により多くのユニットがある場合（相互効果）に大きく、900MWシリーズではその組み合わせの効果（シリーズ効果および相互効果）は16%を上回る。

特に、シリーズ効果および相互効果は、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基当たりの平均解体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。

これに対して、その見積りは単に、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、このアプローチは保守的な見積方法をもたらすと判断した。

保守的な観点から、当該見積りには、以下のリスクおよび不確実性の評価も織り込まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用に関連する不確実性、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能だが、偶発的な）完了リスクに相当するリスクの算入。これらのリスクについては、最初の900MW発電所（フェッセンハイム）に基づき、現在詳細な評価を行っている。結果が公表されるまで、リスクおよび機会の財務的な影響は一定料率の増加を通じて反映されている。

上記のリスクおよび機会の評価方法によって、発電所全体としてのマージンは約16.5%（最初の900MW発電所は20%）となる。

2016年度に採用されたこの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。

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、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、この費用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、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

EDFは、直接的な比較を歪める可能性がある多数の要因（例えば、費用見積りの対象範囲または国や規制の状況による違い）の識別と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を継続して確認している。

2020年度には、フェッセンハイム発電所に関係する金額を永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金に組み替えたことに加え、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に以下の変更が行われた。

- ・ これらの引当金の範囲は2020年度のグラン・カレナージュ・プログラムに使用されたバックアップ・ディーゼル設備の撤去費用を含む。これによって引当金は23百万ユーロ増加した。

- ・ 注記1.3.4.2で説明したように、2020年4月のフランスの複数年エネルギー計画の最終的な採択によって、当グループの財務諸表上、第5回10年検査前である2027年度と2028年度に行われる原子炉2基の早期閉鎖の影響が認識された。原子力引当金は各種の閉鎖シナリオに基づき再見積りされ、その結果、これらの引当金は、2019年度の財務諸表に対する注記4.1で公表したように、貸借対照表資産の調整を通じて、32百万ユーロ増加した（うち26百万ユーロは現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に關係する）。
- ・ 原子力費用の財源確保に関する2017年3月21日付改正省令に付随する原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、注記15.1.1に開示した組替を受けて、集中型施設の一時貯蔵と蒸気発生器処理費用に相当する813百万ユーロが放射性廃棄物長期管理引当金に組み替えられた。

異なるタイプの費用見積りに基づき、最初の2基の900MW発電所（フェッセンハイム）の廃炉完了のためのベンチマーク費用は（2020年のユーロで）約8億ユーロであり、全PWR発電所についての平均費用3.5億ユーロに対して、最初の900MW発電所1基当たりの平均は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

（現在稼働中のPWR発電所に使用される上記のアプローチに基づいて引当金が見積られた）フェッセンハイム発電所の原子炉2基を除き、閉鎖された原子炉の廃炉は、それぞれ明確な仕様の4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、ショーAのPWR原子炉（ただし洞窟内に位置する）、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である。

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。これらは2015年度から毎年見直されている。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15.1.1.2.2「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、それにより生じる操業費用に起因する費用は増加すると見積もられる。

永久に閉鎖された発電所、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。

2016年度の永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度および2018年度において、この年次見直しの結果、重要な修正は生じなかった。

2015年度のUNGG発電所の廃炉について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考慮している。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た。

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。

UNGG原子炉の解体に関するASNの決定は2020年3月17日に公表され、2019年の決定案の原則に矛盾しなかった。この結果、UNGG発電所廃炉のための原子力引当金は2020年度において特定の再見積対象とされず、業界および技術に関するシナリオの最善の見積りを反映している。

2020年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、フランスの第一次ロックダウン期間中の作業停止を受けたクリティカル・パスの遅れとショーAの容器内部の分割作業の停止に関連する予見不能な重要な事象によって、45百万ユーロ増加した。土木工事の汚染除去費用もまた更新されて、永久に閉鎖される発電所の全範囲の引当金が43百万ユーロ増加した。

最後に、環境法第594-4条に基づく権限に従って、2020年6月に、DGECはEDFの永久に閉鎖される原子力施設の解体作業の外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月に開始して、2021年7月まで継続する予定である。

[次へ](#)

2020年12月31日現在の年度末の経済状況に基づいて見積られた総額（未使用額）とその金額の現在価値を原子炉技術タイプ別に示すと、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020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
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	215	176
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム(1)	810	689
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュ ジェイ、サン・ローラン、シノン	5,352	2,967
重水炉-ブレンニリス	321	276
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	557	494

(1) 一時貯蔵および蒸気発生器の処理を除く。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金はまた、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵工場やトリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）などの関連施設の解体費用を填補する。

PWR技術の廃炉費用と比べて、その他の原子炉の廃炉完了時の費用（既払費用および未払費用の両方）は、個々の特性に応じて程度は異なるが、相対的に高額となっている。

- ・ ブレンニリスの費用は約2倍である（完了費用は原子炉1基当たり約8.5億ユーロ）。これは、小型で、炉心がコンクリートに包まれているため近づくのが困難であり、燃料プールがないため遠隔管理による切断が複雑で、ジルコニウム合金（火気厳禁）の存在により切断作業に時間がかかり、より入念な監視が必要であることに起因する。
- ・ UNGGの費用は約2倍である（完了費用は原子炉6基につき約64億ユーロ）。これは、その規模からPWRの20倍の資材の撤去が必要であり、近づくのが困難で、個別の遠隔管理機器の開発などの特別な対応を要する黒鉛を含むためである。
- ・ クレイ・マルヴィルの費用は約4倍である（完了費用は原子炉1基当たり約18億ユーロ）。これは、除去に慎重を要するナトリウムの処理、および特に原子炉（容器が1,300MW PWRの容器の20倍の大きさ）をはじめとする施設の規模に起因する。

廃炉作業には以下の進展があった。

- ・ ショーA：原子炉は1991年度に閉鎖され、解体命令発表後の2007年度に原子力施設の解体が始まった。解体の最終段階は2016年度に始まり、原子炉容器内部の切断、調整および除去、その後の容器自体の解体を含む。これらの業務は2024年度に完了する予定である。解体命令は、洞窟からの流水についてその後20年間の監視期間を要求しているため、施設の廃止は2047年度になる。
- ・ UNGG炉：1973年度から1994年度の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年度から2010年度の間に解体命令を受けた（シノンA1およびA2を除く）。これらすべての原子炉の燃料除去と回路の排水は完了し、「原子炉ケーソン」周辺の従来型原子力建物の解体業務が進行中である。2020年のASNの決定を受けて、2022年度にこれらすべての原子炉についての解体許可申請を提出し、「空中」戦略に従った解体業務の継続を認める新たな命令を受ける予定である。最初のUNGG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2033年度の予定であり、容器内部と黒鉛ブロックの最初の採取は2040年度に開始されて14年間続く予定である。並行してその他のUNGG用地では、その用地を（2035年度までに）安全な貯蔵条件を満たすようにする作業の最終段階にある。安全な貯蔵条件を満たす状態とは、地表の80%が廃棄され、解体を待つ原子炉ケーソンが安全であることを意味する。これにより、このシリーズ最初の原子炉について十分な進展が可能となり、経験を得て、その他の5基の業務の安全性を確保できる。最初のUNGGの廃炉後にケーソンを開くのは2055年度以後の予定である。
- ・ クレイ・マルヴィル：この発電所は1998年度に閉鎖され、2006年度に解体命令を受けた。その後の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室の解体、回路の排水、すべての回路で冷却に使用されたナトリウムの処理と除去、原子炉容器の充填、容器の蓋の開口と摘出、および、炉心容器の蓋（数百トンの重さがある）の解体の開始は完了している。次の段階は容器内部の解体（2026年度に完了予定）、原子炉建屋の電気機械の解体、その後の汚染除去である（解体は2038年度に終了予定）。
- ・ ブレンニリス：この発電所は1985年度に閉鎖され、2011年度に「原子炉群」の全周辺装置の解体を認める一部解体命令を受け取った。以下の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室、燃料建屋、付属建屋、熱交換機の解体、および、

廃液処理工程が完了している。次の段階は、EDFによる原子炉群の解体を可能にする解体命令を2022年度に受け取ることを目指した、完全な解体許可申請の調査である（これらの業務の終了は、現在のところ、2040年度と予想される）。

15.1.1.4 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（「初期段階」費用）。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト（「最終段階」費用）。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。2020年12月11日付決定において、フランスの国務院は炉心核燃料解体引当金の即時認識の影響額に関する税務上の損金算入可能性に異議を唱えた（「初期段階」炉心核燃料費用）（注記17.3.1を参照）。

フェッセンハイム発電所の最終閉鎖後の2020年度に、フェッセンハイムの原子炉2基に関連する炉心核燃料引当金99百万ユーロが戻入されて、閉鎖時の原子炉内の未照射燃料在庫が同額減額され、同時に、使用済燃料管理引当金および放射性廃棄物長期管理引当金がこの燃料の処理とその結果生じる廃棄物の貯蔵の費用について認識された。

15.1.1.5 割引率、インフレ率および感応度分析

割引率の計算

2020年6月30日まで割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均利回りをより長い時間軸にスライドさせ、AからAAの格付の社債のスプレッドを加えたものであった。

2020年12月31日現在で、割引率の決定に使用された方法は以下のように変更された。

現在の割引率は金利曲線を基礎にしている。この曲線は、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（0AT債の0年から20年の曲線）に基づいて描いたソブリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期金利UFR（最終的フォワード・レート）－50年より後にUFRに近づく利回りーにAからBBBの格付の社債のスプレッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務を充足するための支払予定に基づき、この方法で各フローの該当する満期まで描いた金利曲線から、割引率を適用して、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。

UFRは市場の対象期間を超える支出を含む超長期の保険負債について欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって定義された。2020年度について計算されたUFRは3.51%である。これは、フランスの当局の決定に準拠して、計算方法の中で使用される。これにより、原子力費用の資金確保に関する2007年3月21日付省令を改正する2020年7月1日付省令（下記を参照）において、割引率の規制上限の計算式が変更されており、現在は、TEC30年物の金利の48か月算術平均に代えてUFRを参照する。UFRは、原子力引当金には、その超長期の期限の観点から、より適切であると考えられる。ソブリン利回り曲線は、0年から20年の間の支出は-0.6%から0.2%の範囲、20年から50年の間の支出は0.2%から3.2%の範囲、そして、50年より後の支出は3.51%に収束する率を示している。

この割引率の計算方法の変更は、市場の対象期間をはるかに超える超長期の支出を特徴とする原子力引当金に係る貨幣の時間価値の最善の評価を提供する。この評価の大部分は、以下によって達成される。

- ・ 観察された年度末の流動的な対象期間を有する市場データに基づく金利曲線の使用。これは、非流動的な対象期間にわたり、サイクルの影響を受けない超長期金利（債務の平均期間に対応する単一期間の平均金利に代えて）、すなわち、原子力引当金に関連するすべての満期の利回りデータに収束する。
- ・ 外部団体が提示し、現在はフランスの当局が規制上限の計算式の決定に採用する超長期金利（計算されたUFR）の使用。これにより、遠い将来にわたる支払対象期間と一貫する利回り変動の長期動向を考慮する。
- ・ スプレッドを参照する社債に格付機関がAからBBBに格付けた社債を含める変更。これは、特に長期では、AAの格付の社債はほとんど存在しない一方で、大部分の「投資適格」社債はBBBの格付の社債であり、その大部分の満期は長いいため、安定的なスプレッド曲線を描く目的である。

インフレの仮定は、インフレ連動の市場商品と経済見通しを参照して描かれた、UFR（2％）の基礎となるインフレの仮定と長期的に一貫するインフレ曲線に基づいている。

この結果、算定された割引率は、2020年12月31日現在、インフレ率を1.2%と仮定して、3.3%であり（2019年12月31日現在インフレ率1.4%として3.7%）、従って、実質割引率は2020年12月31日現在2.1%（2019年12月31日現在2.3%）である。

2020年6月30日まで使用された計算方法に基づく実質割引率もまた2.1%となる。

割引率の規制上の制限

原子力費用の資金確保に関する一定の規制を改正する旨の決定をEDFに通知した環境連帯移行大臣および経済財政大臣からの2020年2月12日付書簡（2019年12月31日現在の財務諸表に対する注記32.1.5.1を参照）を受けて、以下が2020年7月2日付官報にて公表された。

- ・ 原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付政令。当初の2007年2月23日付政令を体系化し更新するものである。
- ・ 原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付省令。当初の2007年3月21日付省令の改正である。

これらの政令および省令は、2020年7月1日から、2つの規制上の制限に従った割引率を要求している。それは以下より低くなければならない。

- ・ 現在は実質値、即ちインフレ控除後で表示される規制上限。この値は、欧州保険・企業年金監督機構（EIOPA）が発表する該当日現在に適用される最終的フォワード・レート（UFR）の算定に使用された実質長期金利に関する予想を表す四捨五入前の値に150ベース・ポイントを加算した値に相当する。この上限は2024年から適用される。2024年までは、当該上限は2.3%と上記計算値の加重平均である。2.3%の率に適用される加重は、2020年50%、2021年25%、2022年12.5%および2023年6.25%に設定されている。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

2020年7月1日付で施行される新省令の下でUFRを参照して計算された上限割引率は、2020年12月31日現在2.7%（実質率2.66%を切り上げた2.7%）である。

上記に記載した方法を適用した2020年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.1%である。

2020年7月1日付省令前に適用される規制に基づき、TEC30年物の金利を参照して計算された名目値による上限割引率は、2019年12月31日3.8%（3.75%を切り上げた3.8%）であった。2019年12月31日現在の財務諸表において使用された名目割引率は3.7%であった。

2020年7月1日付政令はまた、以下の追加の変更も導入した。

- ・ 義務の補填率が100%超である場合の専用資産への追加積立義務を廃止し、超過分につき専用資産の引出しが可能となる上限値を110%から120%に引き上げた。
- ・ 行政当局の承認後、補填不足の場合に専用資産への追加積立を行う期間を、従前の3年から5年に延長した。
- ・ 原子力引当金に係る内部統制およびリスク分析の要件を追加した。事業者はこれを2021年12月31日までに実施しなければならない。

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。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	18,998	10,246	18,437	9,804
-営業サイクルに関連しない金額	2,727	1,297	2,491	1,152

廃棄物除去および調整	-	-	1,243	805
放射性廃棄物長期管理	35,580	13,300	32,372	10,531
核サイクル終了費用	54,578	23,546	52,052	21,140
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	19,693	12,775	21,134	13,244
閉鎖された原子力発電所の廃炉	7,400	4,714	6,428	3,693
炉心核燃料	4,258	2,711	4,331	2,624
廃炉および炉心核燃料費用	31,351	20,200	31,893	19,561
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金		43,746		40,701

原子力費用の支払累計額（年度末の経済状況に基づく総額）の分布は以下の通りである。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力 発電関連引当金	2020年12月31日現在		
	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定(1)	合計
(単位：百万ユーロ)			
使用済燃料管理	7,176	11,822	18,998
-営業サイクルに関連しない金額	239	2,488	2,727
放射性廃棄物長期管理	5,094	30,486	35,580
核サイクル終了費用	12,270	42,308	54,578
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	707	18,986	19,693
閉鎖された原子力発電所の廃炉	2,756	4,644	7,400
炉心核燃料	848	3,410	4,258
廃炉および炉心核燃料費用	4,311	27,040	31,351

(1) 20年および50年の対象期間にわたり、支払累計額（年度末の経済状況に基づく）のそれぞれ22%および40%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ47%および96%は廃炉引当金に関係する予定である。

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。

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。

2020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	11,322	(261)	287	229	(253)
-廃棄物除去および調整	-				
-放射性廃棄物長期管理	13,300	(793)	954	646	(796)
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	12,775	(498)	522	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,714	(160)	172	160	(172)
-炉心核燃料	2,711	(91)	97	-	-
合計	44,822	(1,803)	2,032	1,035	(1,221)
専用資産で填補される金額	32,676	(1,564)	1,772	875	(1,043)

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)
専用資産で填補される金額	29,975	(1,423)	1,559	769	(868)

15.1.2 EDFの専用資産

15.1.2.1 規制

フランスの環境法第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、フランスの環境法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。

2020年7月1日付政令は、環境法第D.594-1条から第D.594-18条の専用資産に関する規制上の義務を体系化した。これは、2020年7月1日付命令による改定後の2007年3月21日付省令により補足された。これらの文書は適格資産のリストを定めており、その大部分はフランスの保険法に基づいており、一定の条件を満たすことを前提に非上場資産を含めている。これらは特に、2017年12月31日以後RTE資本金の100%を保有するCTE株式の専用資産への配分を認めている（下記の注記15.1.2.2を参照）。

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）。

行政当局からの2020年2月12日付書簡によりEDFに確認された、従前の規制による2020年度における専用資産への配分義務797百万ユーロを除いて、2020年7月1日付政令以後、EDFは、関係引当金の額に対する資産の実現可能価額の比率によって決定される義務の補填率が100%超である場合には専用資産への追加積立義務を課されず、またその率が120%超とならない限り資産の引出しは認められていない。

15.1.2.2 専用資産の戦略的配分および構成

専用資産に適用される規則に照らして、これらは非常に特殊な資産区分を形成する。

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。

非上場資産への分散を進めるために、この戦略的配分にいくつかの変更が加えられた。

- ・ 2010年度にRTE（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分された。

- ・ 2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定され、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。
- ・ 2013年度に、フランス政府が認めた債権が専用資産に配分された。この債権は2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分に相当し、2020年12月31日付で全額返済された。

取締役会は2018年6月29日に、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分原則を有効とした。

- ・ 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、2025年度までに徐々に達成される。

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フランス所在の「専用」ファンドの形を取っている。専用ファンドは、EDFが所有しているが、EDFは当該ファンドの管理に関与せず財務支援も行わないことから、連結されていない。

これらの投資ファンドの2020年12月31日現在の資産価額は10,422百万ユーロである（2019年12月31日現在8,492百万ユーロ）。これらのファンドは主に13本の上場ファンド総額9,742百万ユーロ（2019年12月31日現在12本の上場ファンド総額7,875百万ユーロ）からなる。

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。

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（下記の利回り資産を参照）。

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。

利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、主に、EDF Investが直接行うかまたは委任管理契約の下で投資ファンドが行う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。

非上場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。

2020年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産6,420百万ユーロを含む合計6,905百万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、CTEへの当グループ持分50.1%、2020年12月31日現在2,788百万ユーロ（2019年12月31日現在2,926百万ユーロ）。
- ・ 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、Energy Assets Group、Central Sicaf、Ecowest、Korian & Partenaires Immobilier、Nam Theun Power Company、ならびに（米国、カナダ、英国、ポルトガルの）風力および太陽光発電所所有会社に対する当グループの投資。

- ・ 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に対する当グループの投資。

15.1.2.3 2020年度の専用資産の変動

2020年4月にEDF Investは、英国のEnergy Assets Group (EAG) (スマート・メーター)の少数株主持分、ならびに不動産資産(フランスの事務所および欧州の健康管理施設)に対する少数持分投資を取得した。

2020年12月にEDF SAは、米国、カナダおよびポルトガルの風力および太陽光発電所に対する投資をEDF Renewablesから取得した。これらの投資はすべて、2019年度にEDF Renewablesから取得したMiRoseおよびRed Pine風力発電所への投資の残高に対応する上半期中の配分に加えて、2020年度に専用資産に配分された。

2020年度の専用資産への配分は合計797百万ユーロ(2019年度540百万ユーロ)であり、規制上の枠組みに基づく2020年度のEDFの義務に従った、資産拋出の形による299百万ユーロおよび現金による498百万ユーロから構成されていた(注記15.1.2.1を参照)。

2020年度上半期は、金融市場において前例のない状況が見られた。株式市場は2月中旬まで大幅に上昇し、その後Covid-19パンデミックの拡大により、30年以上ぶりの急落に見舞われた。これは3月20日に底を打ち、主に中央銀行による緊急介入の刺激を受けて、最終的に当上半期末まで力強い回復が見られた。この上半期中にわたり当該ポートフォリオは公正価値における負の変動を記録したが、状況は徐々に改善し、2020年度は、特に経済支援のために講じられた特別予算および金融対策の恩恵を受け、すべての資産について好業績で終わった。

米国連邦銀行は再びゼロ金利政策を採用し、ECBは従来の量的緩和時よりもはるかに質の低い資産を含む前例のない規模の量的緩和計画を導入した。その結果、年初の予想に反して、国債の利回りは大幅に下落した(10年国債の利回りは-0.4%で-0.58%、BTPイタリア国債は-0.9%で+0.52%)。当年度は、米国大統領選挙および最も重要なブレグジットの土壇場での合意により、政治的不確実性が解消されたことから、前向きな姿勢で終わった。

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1,218百万ユーロの正の変動(2019年度は2,545百万ユーロの正の変動)は、2020年度の金融損益に認識された(注記8.3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62百万ユーロの正の変動(2019年度は162百万ユーロの正の変動)は、2020年度のOCIに認識された(注記18.1.2を参照)。

2020年度の専用資産からの引出額は、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合計431百万ユーロ(2019年度442百万ユーロ)であった。

15.1.2.4 EDFの専用資産の評価

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	2020年12月31日現在		2019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)		4,677	6,420	4,304	6,080
CTE	関連会社に対する投資(1)	1,378	2,788	1,417	2,926
その他の関連会社	関連会社に対する投資(2)	1,974	2,252	1,563	1,777
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)	1,309	1,364	1,334	1,387
デリバティブ	デリバティブの公正価値	16	16	(10)	(10)
成長資産		13,692	13,692	13,300	13,300
投資ファンド中の株式	負債証券	13,174	13,174	12,978	12,978
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	330	330	276	276
デリバティブ	デリバティブの公正価値	188	188	46	46
固定収益資産		13,736	13,736	12,240	12,244

債券	負債証券	12,371	12,371	11,225	11,225
非上場債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	155	155	142	142
現金ポートフォリオ	負債証券	1,185	1,185	188	188
CSPE債権(4)	貸付金および金融債権	-	-	684	688
デリバティブ	デリバティブの公正価値	25	25	1	1
専用資産合計		32,105	33,848	29,844	31,624

- (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1,183百万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) 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。この債権は返済スケジュールに従って2020年12月31日に全額返済された。

2020年度および2019年度における専用資産ポートフォリオの構成は以下の通りである（実現可能価額）。

専用資産の構成



15.1.3 EDFの長期原子力債務の填補率

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)	2020年12月31日現在	2019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	1,297	1,152
放射性廃棄物長期管理引当金	13,300	10,531
廃棄物除去および調整引当金	-	805
原子力発電所廃炉引当金	17,489	16,937
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	590	550
長期原子力債務の現在原価	32,676	29,975
専用資産の実現可能価額	33,848	31,624
規制上の填補率	103.6%	105.5%

2020年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の103.6%が専用資産によって填補されていた。2020年12月31日現在、環境法に定める一定の投資の実現可能価額に係る規制上の上限は遵守されていた。

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おり、これらの実現可能価額に係る規制上の上限も遵守されていた。

15.2 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2020年12月31日現在15,280百万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18.1.3を参照）に2020年12月31日現在13,034百万ユーロ（2019年12月31日現在13,303百万ユーロ）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)	2019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	2020年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,503	14	(206)	34	(79)	20	1,286
廃棄物除去および調整引当金	532	3	-	10	(29)	30	546
放射性廃棄物長期管理引当金	1,053	3	-	53	(58)	55	1,106
核サイクル終了引当金	3,088	20	(206)	97	(166)	105	2,938
原子力発電所廃炉引当金	10,303	-	(48)	168	(557)	304	10,170
炉心核燃料引当金	1,892	-	-	71	(106)	315	2,172
廃炉および炉心核燃料引当金	12,195	-	(48)	239	(663)	619	12,342
原子力発電関連引当金	15,283	20	(254)	336	(829)	724	15,280

その他の変動は、英国政府および原子力負債基金（NLF）からの払戻債権の調整額に対応する原子力負債の変動、ならびに固定資産の調整による炉心核燃料引当金の変動を含む。

全体的な変動は、主に割引率の低下644百万ユーロに起因し、そのうち322百万ユーロは原子力負債基金（NLF）および英国政府からの払戻額に相当する債権を通じて、また322百万ユーロは固定資産の調整を通じて認識された。

15.2.1 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。これらの契約は、当グループによるBritish Energy Generation Limited取得の一環として、2009年1月5日に修正され再表示された。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拠出。2020年12月31日現在、対応する引当金は101百万ユーロである。
- 「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13.1を参照）。

EDF Energyは2019年度以来、当該再編契約について、適格費用の効率的な回収を規定し、かつAGR発電所が燃料除去を終了するとその後の廃炉作業のため原子力廃止措置機関（NDA）に移転される旨を明確化する、変更および明確化に合意することを目的として、英国政府と協議を重ねている。

2020年度初頭にEDF Energyは、燃料除去負債の更新である廃炉計画提出（DPS 20）のフェーズ1を提出した。DPS 20に対するNDAの回答は、英国政府との協議の結論の一部として行われると見込まれている。

DPS 20の第2フェーズは2021年度後半に実施される予定であり、これには、AGR発電所に関するその他のすべての廃炉活動の更新およびサイズウェルの廃炉が含まれる。同時に、未契約負債免除計画も更新される予定である。

15.2.2 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)	2020年12月31日現在		2019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	2,318	1,286	2,655	1,503
廃棄物除去および調整	1,875	546	1,979	532
放射性廃棄物長期管理	3,724	1,106	3,886	1,053
核サイクル終了費用	7,917	2,938	8,520	3,088

15.2.3 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、EDF Energyは2019年度以来、当該再編契約について、適格費用の効率的な回収を規定し、かつAGR発電所が燃料除去を終了するとその後の廃炉作業のため原子力廃止措置機関（NDA）に移転される旨を明確化する、変更および明確化に合意することを目的として、英国政府と協議を重ねている。

2020年度初頭にEDF Energyは、燃料除去負債の更新である廃炉計画提出（DPS 20）のフェーズ1を提出した。この結果、2019年12月31日現在の引当金は19億ユーロ増加した。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。DPS 20に対するNDAの回答は、英国政府との協議の結論の一部として行われると見込まれている。

DPS 20の第2フェーズは2021年度後半に実施される予定であり、これには、AGR発電所に関するその他のすべての廃炉活動の更新およびサイズウェルの廃炉が含まれる。同時に、未契約負債免除計画も更新される予定である。

2020年度中に、EDF Energyは、ハンターストンおよびヒンクリー・ポイントBのAGR発電所の閉鎖を発表した。これは、それぞれ遅くとも2022年1月7日および2022年7月15日までに実施される。この仮定更新の影響は、廃炉負債との関連においては重要ではない。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在		2019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	18,175	10,069	19,278	10,187

年度末の経済状況に基づく費用の減少は、主に換算調整の影響によるものである。

15.2.4 原子力発電関連引当金の割引

2020年6月30日現在までは、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の格付を付与された英国社債の спреッドを加えて算定されていた。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。

2020年12月31日現在、割引率の決定方法は以下のように変更されている。

- ・ フランスの原子力引当金に関する割引率と同様に、EDF Energyの引当金に関する割引率は、現在、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（英国債の0年から20年の利回り）に基づいて描いたソプリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期期間金利UFR（最終的フォワード・レート）にAからBBBの格付の社債の спреッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務に対応する支払予定に基づき、この方法で描いた曲線から、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を当該債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。
- ・ インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品を参照して描かれた、UFR（2%）の基礎となるインフレの仮定と長期的に一貫するインフレ曲線に基づいている。

この方法により算定され、2020年12月31日現在でEDF Energyが原子力債務の算定のために適用した実質割引率は1.8%（2019年12月31日現在2.0%）である。

15.3 ベルギーの原子力引当金

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、2020年12月31日現在265百万ユーロ（2019年12月31日現在259百万ユーロ）。
- ・ 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18.1.3を参照）、2020年12月31日現在263百万ユーロ（2019年12月31日現在230百万ユーロ）。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。

ベルギーのその他の原子力発電関連引当金は、上記メカニズムの対象とならない引当金により填補される負債に対応している。

注記16. 従業員給付引当金

会計原則および会計処理方法

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。

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。

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。

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、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。

IEG産業制度の財政改革（2004年8月9日付法律）が2005年1月1日に発効した後、IEG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認識した。

この制度加入のメカニズムの結果、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。

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。同制度の大部分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。

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。

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。
- ・ 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。

16.1 当グループの従業員給付引当金

(単位：百万ユーロ)

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	879	945
従業員給付引当金－非流動部分	22,130	20,539
従業員給付引当金	23,009	21,484

16.1.1 引当金の変動の地域別内訳：債務、制度資産、純負債

(単位：百万ユーロ)

	フランス(1)	英国	その他	合計
2019年12月31日現在債務	33,310	9,690	899	43,899
2020年度純費用	1,241	456	39	1,736
数理計算上の損益	2,356	896	41	3,293
雇用主による拠出	-	-	-	-
従業員による拠出	-	9	-	9
給付支払額(2)	(1,418)	(404)	(25)	(1,847)
換算調整	-	(530)	(2)	(532)
その他の変動	-	-	-	-
2020年12月31日現在債務	35,489	10,117	952	46,558

(単位：百万ユーロ)

	フランス(1)	英国	その他	合計
2019年12月31日現在制度資産	(12,581)	(10,712)	(368)	(23,661)
2020年度純費用	(160)	(215)	(3)	(378)
数理計算上の損益	(1,204)	(1,179)	(7)	(2,390)
雇用主による拠出	-	(283)	(25)	(308)
従業員による拠出	-	(9)	-	(9)
給付支払額	475	404	4	883
換算調整	-	588	1	589
2020年12月31日現在制度資産	(13,470)	(11,406)	(398)	(25,274)

(単位：百万ユーロ)

	フランス(1)	英国	その他	合計
2019年12月31日現在従業員給付純負債(2)	20,729	(1,022)	531	20,238
2020年度純費用	1,081	241	36	1,358
数理計算上の損益	1,152	(283)	34	903
雇用主による拠出	-	(283)	(25)	(308)
従業員による拠出	-	-	-	-
給付支払額	(943)	-	(21)	(964)
換算調整	-	58	(1)	57
その他の変動	-	-	-	-
2020年12月31日現在従業員給付純負債	22,019	(1,289)	554	21,284

このうち：

従業員給付引当金	23,009
非流動金融資産(3)	(1,725)

- (1) フランスは、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つの事業セグメントから成っている（注記16.2を参照）。
- (2) 2019年12月31日現在の純負債は従業員給付引当金21,484百万ユーロおよび非流動金融資産(1,246)百万ユーロから構成されており、その純額は20,238百万ユーロであった。
- (3) 2020年12月31日現在、EDF EnergyはEEGSGとBEGG年金制度の積立超過を認識している。

2020年度の債務に係る数理計算上の損益

2020年度の債務に係る数理計算上の損益は3,293百万ユーロであり、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2,356百万ユーロ
 - ・ 割引率の変動2,695百万ユーロ
 - ・ インフレ率の変動(604)百万ユーロ
- ・ 英国における896百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する（注記16.1.2を参照）。

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。

2020年度の制度資産に係る数理計算上の損益

2020年度の制度資産に係る数理計算上の損益は(2,390)百万ユーロである。これは主に、英国における変動(1,179)百万ユーロおよびフランスにおける債券市場の極めて良好な実績による変動(1,204)百万ユーロの結果である。

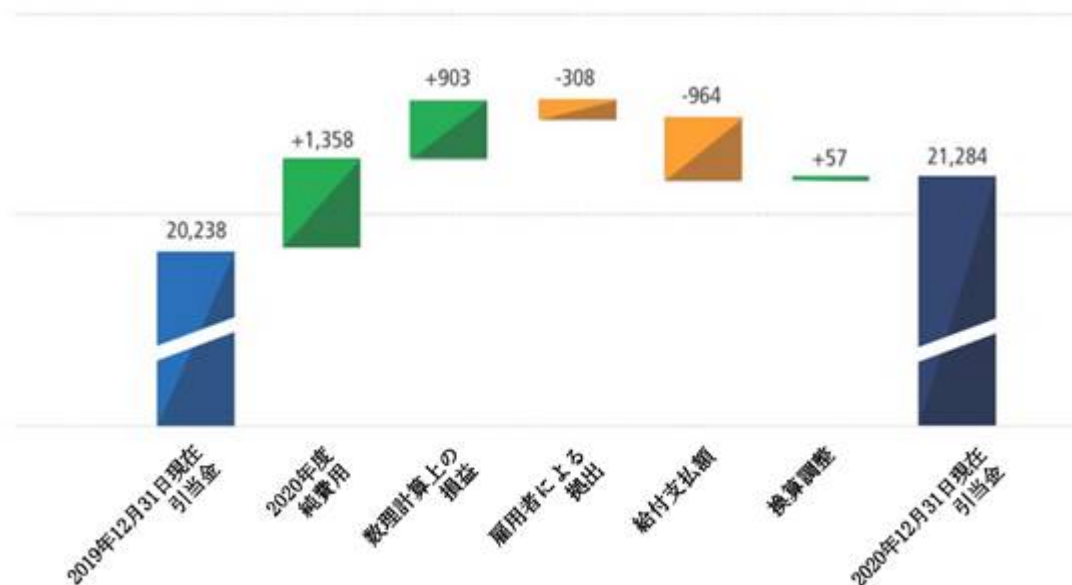
2020年12月31日現在の従業員給付純負債

2020年12月31日現在の純負債は21,284百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- ・ フランスにおける22,019百万ユーロ。
- ・ 以下を反映した英国における(1,289)百万ユーロ。
 - ・ EDF EnergyによるEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過の認識（会計原則および会計処理方法にて説明）、2019年12月31日現在の1,246百万ユーロに対し、合計1,725百万ユーロ。この積立超過は、制度資産の良好な運用成績に起因して増加し、貸借対照表上、資産の「非流動金融資産」に認識されている。
 - ・ EDF EnergyによるEEPS年金制度に関する引当金の認識、2019年12月31日現在の224百万ユーロに対し、2020年12月31日現在436百万ユーロ。

2020年度における純負債の変動は以下の通りである。

従業員給付引当金（単位：百万ユーロ）



16.1.2 数理計算上の仮定および感応度分析

以下の数理計算上の仮定が用いられた。

(単位：%)	フランス		英国	
	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	0.90%	1.30%	1.45%	2.11%
インフレ率	1.20%	1.30%	2.53%	2.89%
昇給率(2)	2.30%	2.40%	2.37%	2.28%

(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。割引率の低下は、基本的に、2020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変動を受けて、当グループは、2020年12月31日現在の割引率を0.90%に設定している（2019年12月31日現在1.30%）。

インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品から描かれたインフレ曲線に基づいている。

経済および市場のパラメータの変動の結果、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、2020年12月31日現在1.2%である（2019年12月31日現在1.3%）。

債務の算定に使用される賃金法は、2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給（非経常的影響を調整後）を参照している。

債務の計算に使用される生命表は、INSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）に基づいており、一般的なフランスの母集団とIEG制度対象の母集団の間の死亡率の差異について補正している。

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適切な期間について、優良社債の利回りを適用して決定されている。

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

(単位：％)	2020年12月31日	
	フランス	英国
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-5.0%/+5.4%	-5.4%/+6.0%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+5.1%/-4.7%	+5.4%/-4.3%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.9%/-4.6%	+0.3%/-0.1%

16.1.3 雇用後およびその他の長期従業員給付の地域別内訳

(単位：百万ユーロ)	2020年度			
	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(663)	(262)	(28)	(953)
過去勤務費用	-	-	-	-
数理計算上の損益－長期給付	(146)	-	-	(146)
営業費用として計上された純費用	(809)	(262)	(28)	(1,099)
利息費用（割引の影響）	(432)	(194)	(11)	(637)
制度資産の運用収益	160	215	3	378
金融損益に含まれた純利息費用	(272)	21	(8)	(259)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,081)	(241)	(36)	(1,358)
数理計算上の損益－雇用後給付	(2,356)	(896)	(41)	(3,293)
制度資産に係る数理計算上の損益	1,204	1,179	7	2,390
数理計算上の損益	(1,152)	283	(35)	(903)
換算調整	-	(58)	1	(57)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(1,152)	225	(34)	(960)

(単位：百万ユーロ)	2019年度			
	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(563)	(230)	(28)	(821)
過去勤務費用	-	-	3	3
数理計算上の損益－長期給付	(205)	-	-	(205)
営業費用として計上された純費用	(768)	(230)	(25)	(1,023)
利息費用（割引の影響）	(668)	(243)	(20)	(931)
制度資産の運用収益	252	263	8	523
金融損益に含まれた純利息費用	(416)	20	(12)	(408)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,184)	(210)	(37)	(1,431)
数理計算上の損益－雇用後給付	(4,151)	(873)	(106)	(5,130)
制度資産に係る数理計算上の損益	1,647	998	23	2,668
数理計算上の損益	(2,504)	125	(83)	(2,462)
換算調整	-	47	(1)	46
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(2,504)	172	(84)	(2,416)

2020年度中に生じた雇用後およびその他の長期従業員給付に係る数理計算上の損益は(3,439)百万ユーロ（長期従業員給付に係る(146)百万ユーロおよび雇用後給付債務に係る(3,293)百万ユーロ）であり、以下を含んでいる。

- ・ 英国における(896)百万ユーロ
- ・ フランスにおける(2,502)百万ユーロ（長期従業員給付に係る(146)百万ユーロおよび雇用後給付債務に係る(2,356)百万ユーロ）。これらの数理計算上の損益は、割引率、インフレ率および実績による調整に関連している（注記16.1.2を参照）。

2019年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益はフランスにおける(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。

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
実績による調整	(355)	(95)
人口統計上の仮定の変更	-	(1)
財務上の仮定の変更(1)	(2,147)	(4,260)
債務に係る数理計算上の損益	(2,502)	(4,356)
このうち：		
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(2,356)	(4,151)
長期給付に係る数理計算上の損益	(146)	(205)

(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。

16.2 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4.1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。

16.2.1 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
現職従業員	20,477	18,994
退職者	15,012	14,316
債務	35,489	33,310

16.2.2 性質別の従業員給付引当金

2020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
2020年12月31日現在の雇用後給付引当金	33,893	(13,470)	20,423
内訳：			
年金	25,951	(12,671)	13,280
現物給付（電力／ガス）	5,294	-	5,294
退職慰労金	941	(784)	157
その他	1,707	(15)	1,692
2020年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,596	-	1,596
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,339	-	1,339
長期勤続報奨	225	-	225
その他	32	-	32
2020年12月31日現在の従業員給付引当金	35,489	(13,470)	22,019

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

16.2.3 制度資産

2020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13,470百万ユーロ（2019年12月31日現在12,581百万ユーロ）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66%。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34%。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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
制度資産	13,470	12,581
特別年金給付向け資産	12,671	11,778
内訳 (%)		
上場資本性金融商品 (株式)	34%	31%
上場負債商品 (債券)	66%	69%
退職慰労金向け資産	784	787
内訳 (%)		
上場資本性金融商品 (株式)	37%	34%
上場負債商品 (債券)	63%	66%
その他の制度資産	15	16

2020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59%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22%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2019年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2020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70%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約30%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約65%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2020年度の運用成績は+11%である。

16.2.4 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	1,385	1,379
1－5年	4,596	4,460
5－10年	5,018	4,629
10年超	35,949	25,021
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	46,948	35,489

2020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20.6年であった。

16.3 英国

「英国」セグメントは主にEDF Energyから構成されている。

16.3.1 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
現職従業員	5,702	5,202
退職者	4,415	4,488
債務	10,117	9,690

16.3.2 制度資産

英国における年金債務は、2020年12月31日現在における現在価値が11,406百万ユーロ（2019年12月31日現在10,712百万ユーロ）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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
BEGG年金基金	8,585	8,144
EEGSG年金基金	1,585	1,493
EEPS年金基金	1,236	1,075
制度資産	11,406	10,712
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	11％	11％
上場負債商品（債券）	61％	57％
不動産	6％	7％
現金および現金同等物	4％	2％
その他	18％	23％

2020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60％は北米会社の株式
- ・ 合計の約23％は欧州会社の株式
- ・ 合計の約17％はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

2020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70％はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約30％はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約71％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2019年12月31日現在より1パーセント・ポイント高かった。

16.3.3 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 引当金の対象とされる額	
	キャッシュ・フロー	(現在価値)
1年未満	409	440
1－5年	1,742	1,690
5－10年	2,419	2,130
10年超	9,640	5,857
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	14,210	10,117

2021年度の基金拠出額は、約298百万ユーロ（事業主による拠出288百万ユーロおよび従業員による拠出10百万ユーロ）と見積もられている。

2020年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は23.5年である。

注記17. その他の引当金および偶発債務

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				2019年12月31日現在		
	注記	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
その他の施設廃止引当金	17.1	120	1,744	1,864	105	1,573	1,678
その他の引当金	17.2	2,675	3,630	6,305	2,710	3,065	5,775
その他の引当金合計		2,795	5,374	8,169	2,815	4,638	7,453

17.1 その他の施設廃止引当金

会社毎の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	その他企業	合計
2020年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	772	128	172	412	380	1,864
2019年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	667	143	161	388	319	1,678

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。2020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。

施設廃止引当金には、特にフランスの基本的原子力施設（INB）に関する140百万ユーロが、Framatomeにつき78百万ユーロ、Cyclife Franceにつき62百万ユーロの金額をもって含まれている。規制上の要請に従い、これらの引当金を填補するために専用資産が確保されている。

FRAMATOMEおよびCYCLIFE FRANCE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Framatomeは97百万ユーロ、Cyclife Franceは57百万ユーロであり、規制上の填補率は、主に2020年12月31日現在の実質割引率の低下に起因して、Framatomeが124%、Cyclife Franceが91%であった。

17.2 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)	2019年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動(1)	2020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	766	8	(28)	(8)	(1)	64	801
税金負債引当金(法人所得税を除く)	155	26	(13)	(2)	-	-	166
訴訟引当金	479	68	(56)	(101)	-	2	392
不利契約および完成時損失引当金	1,356	527	(261)	(14)	(6)	288	1,890
環境計画関連引当金	1,517	1,535	(1,807)	-	-	(53)	1,192
その他のリスクおよび負債引当金	1,502	752	(356)	(46)	1	11	1,864
合計	5,775	2,916	(2,521)	(171)	(6)	312	6,305

(1) その他の変動は主に2020年12月31日現在の実質割引率変動の影響に係る（注記8.2を参照）。

不利契約引当金

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。

不利契約引当金は、主に当グループのLNG業務（長期LNG購入契約およびDunkerque LNGとの長期再ガス化契約）に起因している。

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の割り当てられた義務に基づく不足を填補する引当金が含まれている（注記5.4.3、10.2、20.1および20.2.1を参照）。

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。

2020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、932百万ユーロの引当金が計上された。当該義務の大部分は、無形資産に含まれる証書購入により賄われている。

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係る企業は、EDF、EDF Energy、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。

2020年度に、当グループは、2019年度中に発生した排出に関し最善の見積りに基づいて21百万トンを出した。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。

2020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0百万トン（2019年度1百万トン）である。

2020年12月31日現在の排出量は19百万トンであった（2019年12月31日現在21百万トン）。

2020年12月31日現在、当グループは、温室効果ガス排出権の割当超過分に対して260百万ユーロの引当金を認識した（2019年12月31日現在414百万ユーロ）。

その他のリスクおよび負債引当金

これらの引当金は事業に係る多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、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。

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。

17.3 偶発債務

会計原則および会計処理方法

偶発債務は、

- ・ 過去の事象から生じる潜在的な債務であって、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高くなくもしくは当該債務の金額を信頼性をもって測定できないことから財務諸表上に認識されないものである。

2020年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

17.3.1 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。2019年度の財務諸表に記載した通り、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した。2017年度に下された2件および2019年度に下された1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の立場を支持したが、当該大臣は控訴した。2020年12月11日付決定において、国務院はヴェルサイユ裁判所の決定を覆し、同裁判所に当該訴訟を差し戻した（注記15.1.1.4を参照）。IFRIC第23号を適用して、EDFは2020年度の財務諸表において510百万ユーロの純税金負債を認識した。

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（Cotisation 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はこの更正に異義を申し立てた。

モントルイユ行政裁判所は、2009年度-2013年度に係る2019年7月2日の判決および2014年度に係る2020年1月30日の判決において、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。

17.3.2 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。

17.3.3 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（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部分は、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。これらの決定の大部分に対する控訴が、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。破毀院の判決は、基本的に2019年9月18日付判決を追認し、国家補助金の議論に基づく生産者の控訴を棄却した。

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、保険金の支払いは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。

17.3.4 EDISON—AUSIMONT（BUSSI用地）の売却

2002年にEdisonがAusimont SpAコンビナートをSolvay Solexis SpAへ売却した後、民事、行政および刑事裁判所に対し、いくつかの訴訟が提起された。以下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。Edisonは、この命令を不服として、

最初にペスカーラ地方行政裁判所に、次いでイタリア国務院に控訴を申し立てた。2020年4月に、国務院は当該請求を棄却したが、Edisonは当該判決を不公正かつ違法であると考えて、破毀院および国務院にその取消申請を提出した。当該手続は係属中である。その一方で、Edisonは、管轄行政と合意して当該用地を安全な状態にするための作業を開始した。

- ・ 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ており、当該手続は係属中である。
- ・ 1件の仲裁訴訟：当該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Edisonが違反したとして、2012年に、Solvay SAおよびSolvay Specialty Polymers Italy SpA（Ausimont購入者）により仲裁手続が開始された。当該手続は係属中であり、Edisonは2021年度上半期中に決定が下されると予想している。
- ・ 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。

17.3.5 Edison—マントヴァー環境手続

近年、イタリアのマントヴァ県は、Edisonに対し、MontedisonおよびEdisonがENIおよびイタリア環境省との間で署名した当該環境問題に関する2本の和解契約にもかかわらず、1990年度にMontedisonがENIグループに売却した土地およびマントヴァの石油化学用地全体を修復する旨の8本の命令を通知した。

Edisonは、これらの命令すべてを不服として、ロンバルディア地方行政裁判所のプレシア支部に上訴したが、2018年8月に当該上訴は棄却された。その後、Edisonは当該問題をイタリア国務院に提起した。

国務院は2020年4月1日付判決においてEdisonの訴えを棄却したため、最初の決定が支持された。

Edisonは破毀院および国務院自体に控訴を追求した。

ただし、Edisonは、一連の入札を進めることで以前の運営者から引き継いで、既に現地にて是正作業を開始している。

17.3.6 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、強く異議を唱えた。

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。

2020年11月、両当事者は友好的な和解に達し、この訴訟は終了した。

注記18. 金融資産および負債

会計原則および会計処理方法

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、デリバティブ資産（注記18.7を参照）、ならびに現金および現金同等物（注記18.2を参照）が含まれる。

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。これらは、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。

金融負債には、借入金およびその他の金融負債、銀行与信およびデリバティブ負債（注記18.7を参照）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、トレーディング・デリバティブは、すべて流動項目として区分される。

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再交渉された場合、新たな条件が実質的に異なる場合には当グループは当該債務の認識を中止して新たな負債を認識する。それ以外の場合には、帳簿価額が再計算される。いずれの場合にも、債務に係る再交渉の影響は純損益に計上される。

18.1 金融資産

会計原則および会計処理方法

金融資産には、負債証券および持分証券が含まれる。適用される会計処理は、その契約上の特性および事業モデルに依存する。

リサイクルを伴うまたは伴わない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。これらの商品の公正価値の変動は、損益計算書へのリサイクルを伴うOCI（負債証券の場合）またはリサイクルを伴わないOCI（資本性金融商品の場合）に直接計上される。

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には、以下が含まれる。

- ・ 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（トレーディング・デリバティブ）（注記18.7を参照）。
- ・ 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）。
- ・ 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。これは主に、投資ファンド持分に関係する。

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、ないし割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法を用いて、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。これらの商品の公正価値の変動は、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。

償却原価で計上される金融資産

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。

償却原価分類に適切でない貸付金および金融債権は、純損益を通じて公正価値で測定するものとして計上され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

減損モデル

減損モデルは予想信用損失（ECL）に基づいている。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は期末日後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唆する閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付から外れた時である。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。

18.1.1 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)	2020年12月31日現在			2019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	13,044	5,696	18,740	17,711	6,208	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	34	228	262	5	447	452
純損益を通じて公正価値で測定する商品	2,556	22,807	25,363	1,593	20,193	21,786
負債証券または持分証券	15,634	28,731	44,365	19,309	26,848	46,157
トレーディング・デリバティブー正の公正価値	5,038	-	5,038	6,813	-	6,813
ヘッジ目的デリバティブー正の公正価値	1,625	3,814	5,439	1,803	3,956	5,759
貸付金および金融債権(1)	1,235	15,070	16,305	1,476	15,415	16,891
流動および非流動金融資産	23,532	47,615	71,147	29,401	46,219	75,620

(1) 2020年12月31日現在(432)百万ユーロの減損を含む(2019年12月31日現在(352)百万ユーロ)。

18.1.2 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

金融資産は、主に以下の2つの目的で当グループにより監視および管理されている。

- ・ フランスの環境法第L.594条の求めに従い、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資金確保のためフランスにおいて分別管理される専用資産。これらの資産は、債券、金銭および株式投資ファンド、EDF Investが保有する株式投資への分散投資から構成される。専用資産の全般的な管理方針およびポートフォリオの内訳は、注記15.1.2に記載されている。
- ・ 流動性重視の方針に従って運用される資産（「流動性の高い資産」）。これらは、当初満期が3か月超の容易に換金可能な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の金銭投資ファンドは、2020年12月31日現在で2,441百万ユーロ（2019年12月31日現在409百万ユーロ）である。

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。

2020年12月31日現在	2019年 12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	リサイクルを伴う	リサイクルを伴わ	純損益を通じて	合計	合計
	OCIを通じて 公正価値で 測定するもの	ないOCIを通じて 公正価値で 測定するもの			
負債証券および持分証券					
EDFの専用資産	6,172	-	22,226	28,398	26,018
流動性の高い資産	12,509	-	2,519	15,028	18,900
その他の資産(1)	59	262	618	939	1,240
合計	18,740	262	25,363	44,365	46,157

(1) 非連結会社に対する投資。

負債証券および持分証券の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年		公正価値 の変動	範囲の 変更	換算 調整	その他	2020年
	12月31日 現在	純増加					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	23,919	(5,091)	143	-	(243)	12	18,740
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	452	1	(39)	(179)	-	27	262
純損益を通じて公正価値で測定する商品	21,786	2,614	819	121	(8)	31	25,363
負債証券および持分証券合計	46,157	(2,476)	923	(58)	(251)	70	44,365

自己資本に計上された公正価値の変動

期中の負債証券および持分証券の公正価値の変動は、以下のように自己資本（EDF持分）に計上された。

(単位：百万ユーロ)	2020年度			2019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)
EDFの専用資産	224	-	162	297	-	136
流動性の高い資産	(29)	-	13	139	-	7
その他の資産	-	(34)	-	-	(22)	-
負債証券および持分証券(3)	195	(34)	175	436	(22)	143

(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。

2020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62百万ユーロを含む、20百万ユーロ）。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）。

2020年度に計上された重要な減損はなかった。

18.1.3 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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
NLF向け債権	13,034	13,303
CSPE	-	684
貸付金および金融債権—その他	3,271	2,904
貸付金および金融債権	16,305	16,891

2020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。

- 2020年12月31日現在総額13,034百万ユーロ（2019年12月31日現在13,303百万ユーロ）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）（注記15.2を参照）。

- 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2020年度に受け取った元本および利息の払戻額は、660百万ユーロおよび30百万ユーロであった。2020年12月31日現在、EDFの金融債権は国から全額払戻された（注記5.4.1を参照）。このCSPE債権は全額が専用資産に配分されていた。
- 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1,725百万ユーロ（2019年12月31日現在1,246百万ユーロ）（注記16.1.1を参照）。
 - 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263百万ユーロ（2019年12月31日現在230百万ユーロ）。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（注記15.3を参照）。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。
- EDF Renewablesがプロジェクト開発業務の過程で、主にフランスおよび北米の風力発電所に関連しておこなった貸付金2020年12月31日現在382百万ユーロ（2019年12月31日現在559百万ユーロ）。

貸付金および金融債権の変動

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日		割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2020年12月31日
	現在	純増加					現在
貸付金および金融債権	16,891	(913)	262	(61)	(827)	953	16,305

貸付金および金融債権の純減少は、CSPE債権の変動(684)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、ならびにEDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過額の変動に対応する。

18.2 現金および現金同等物

会計原則および会計処理方法

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（例えば金銭ファンド）、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。これらの項目は、短期投資またはその他の目的ではなく、短期債務を賄う目的で保有される。満期が3か月超の場合には、負債証券および持分証券の流動性の高い資産に含まれる（注記18.1.2を参照）。

「現金同等物」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。

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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
現金	5,832	3,698
現金同等物	438	236
現金および現金同等物	6,270	3,934

現金の制約

2020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242百万ユーロを含む（2019年12月31日現在213百万ユーロ）（注記1.3.5を参照）。

18.3 金融負債

会計原則および会計処理方法

借入金およびその他の金融負債は、公正価値ヘッジの対象となる場合はヘッジ対象リスクの価値の変動を調整後、償却原価で計上される（注記18.7を参照）。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、損益計算書の「総金融負債に係る費用」に計上される。

18.3.1 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)	2020年12月31日現在			2019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	54,066	11,525	65,591	56,306	11,074	67,380
トレーディング・デリバティブ -負の公正価値(1)	-	5,125	5,125	-	6,327	6,327
ヘッジ・デリバティブ-負の公 正価値(1)	1,833	959	2,792	696	1,134	1,830
金融負債	55,899	17,609	73,508	57,002	18,535	75,537

(1) 注記18.7を参照。

18.3.2 借入金およびその他の金融負債

18.3.2.1 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	その他の	リース負債	未払利息	合計
		借入金	金融負債			
2019年12月31日現在残高	52,448	3,139	5,952	4,510	1,331	67,380
増加	2,531	835	3,235	479	129	7,209
減少	(3,769)	(371)	(2,293)	(719)	(215)	(7,367)
換算調整	(440)	(119)	(210)	(44)	(6)	(819)
連結範囲の変更	(18)	(206)	(19)	(20)	(2)	(265)
公正価値の変動	(554)	3	(81)	-	-	(632)
その他の変動	(2)	16	(13)	101	(17)	85
2020年12月31日現在残高	50,196	3,297	6,571	4,307	1,220	65,591

2020年度の主な社債関連取引は、新株式への転換および/または既発行株式との交換が可能なグリーン・ボンド（OCEANES Vertes）の募集であった。この社債の負債部分は、費用控除後の金額である2,389百万ユーロをもって社債に表示されている（注記14.5および18.3.2.2を参照）。

2020年12月31日現在、EDFのその他の金融負債には、譲渡可能負債証券2,288百万ユーロおよび、買戻契約の下で銀行に譲渡された負債証券に対し受け取った現金に関して認識された821百万ユーロが含まれている。これらの取引は、純負債に影響を与えていない。

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	その他の	リース負債	ヘッジ・ デリバティブ	2020年 12月31日現在
		借入金	金融負債		の終了	
借入債務の発行	2,531	835	3,235	-	-	6,601
借入債務の返済	(3,769)	(371)	(2,293)	(719)	90	(7,062)

18.3.2.2 当グループの主要な借入

2020年12月31日現在における当グループの主要な借入（グリーン・ボンドおよびOCEANESを除く）は、以下の通りである。

借入の種類 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年(1)	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	01/2009	01/2021	2,000	ユーロ	6.25%
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%
ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2025	750	ユーロ	4.00%
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%

(1) 資金受領日。

2020年12月31日現在、当グループの主要なグリーン・ボンド（注記20.3.1を参照）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
ユーロMTN（グリーン・ボンド）	EDF	11/2013	04/2021	1,400	ユーロ	2.25%
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（グリーン・ボンド）	EDF	10/2016	10/2026	1,750	ユーロ	1.00%

2020年9月8日に、EDFは、新株式への転換および/または既発行株式との交換可能なグリーン・ボンド（OCEANES Vertes）の募集を行った。この発行の主な特徴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
OCEANES Vertesグリーン・ボンド	EDF	09/2020	09/2024	2,400	ユーロ	0%

これらの債券の発行価格は11.70ユーロ、即ち額面価格の107.00%ないし年間総利回り-1.68%であった。当該債券の額面価格は10.93ユーロに設定され、これにはパリの規制株式市場であるユーロネクスト・パリでの当社の参照価格を32.5%上回る転換プレミアムが含まれていた¹。

- 1 当該参照価格は、ユーロネクスト・パリにおいて、当該グリーン・ボンドの募集開始日から当該債券の最終価格が同日に決定されるまでの間に観察されたEDFの数量加重平均株価である8.2465ユーロに等しい。

これらの債券の保有者は、それらをEDFの新株式に転換および/または既存のEDF株式と交換する権利を有する。

転換および/または交換比率は、発行条件に記載された希薄化防止および配当保護を含む標準的な調整を条件として、債券1口当たり1株と設定されている。

当該債券は、一定の状況を条件として、当社の選択により満期日前に償還される可能性がある。

既に転換、交換、償還または買戻しおよび消却された場合を除き、当該債券は満期到来時に額面金額にて償還される。

これらの債券は、パリのユーロネクストが運営するユーロネクスト・アクセス™市場に上場している。

18.3.3 満期別、通貨別および金利別の借入金および金融負債

18.3.3.1 借入金および金融負債の満期

(単位：百万ユーロ)	金融機関					合計
	債券	からの借入金	その他の金融負債	リース負債	未払利息	
1年未満	3,447	575	5,951	673	879	11,525
1年から5年	12,078	1,478	106	2,034	136	15,832
5年超	34,671	1,244	514	1,600	205	38,234
借入金およびその他の金融負債 2020年12月31日現在	50,196	3,297	6,571	4,307	1,220	65,591

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)	2020年12月31日現在				2019年12月31日 現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1年－5年	5年超	
割引前約定キャッシュ・フロー	4,883	757	2,183	1,943	5,052

18.3.3.2 借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳

借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳には、IFRS第9号に基づいてヘッジとして分類されたデリバティブ（外貨建債務および在外子会社への純投資）の影響が含まれている。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
ユーロ	36,241	55%	11,798	48,039	73%
米ドル	16,735	26%	(10,958)	5,777	9%
英ポンド	9,996	15%	537	10,533	16%
その他	2,619	4%	(1,377)	1,242	2%
借入金およびその他の金融負債	65,591	100%	-	65,591	100%

2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
ユーロ	33,360	50%	18,491	51,851	77%
米ドル	20,867	31%	(14,814)	6,053	9%
英ポンド	10,269	15%	(1,705)	8,564	13%

その他	2,884	4%	(1,972)	912	1%
借入金およびその他の金融負債	67,380	100%	-	67,380	100%

18.3.3.3 借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳

借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳には、IFRS第9号に基づいてヘッジとして分類されたデリバティブの影響が含まれている。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
固定金利	60,667	92%	(15,217)	45,450	69%
変動金利	4,924	8%	15,217	20,141	31%
借入金およびその他の金融負債	65,591	100%	-	65,591	100%

2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
固定金利	62,128	92%	(21,035)	41,093	61%
変動金利	5,252	8%	21,035	26,287	39%
借入金およびその他の金融負債	67,380	100%	-	67,380	100%

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。

18.3.4 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1,150百万ユーロの3本の借入には、借手の格付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。

2020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。

18.4 未使用与信枠

2019年度にEDFは、BBVA、Crédit Agricole GroupおよびSociété Générale CIBと、それぞれ1件が300百万ユーロの更新可能な与信枠3件に署名した。

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。

2020年10月30日に、EDFとStandard Chartered Bankは200百万ユーロの更新可能な与信枠に署名した。この与信枠のコストは、EDFグループの3つのサステナビリティKPI、即ちEDFの直接二酸化炭素排出量、保有軽車両の電化、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に連動する（注記20.3.2を参照）。

2020年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額11,110百万ユーロ（2019年12月31日現在10,490百万ユーロ）の未使用の与信枠があり、このうち5,650百万ユーロがESG基準に連動する。

	2020年12月31日現在				2019年12月31日現在
(単位：百万ユーロ)	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
確認と信枠	11,110	1,808	8,483	819	10,490

18.5 金融商品の公正価値

会計原則および会計処理方法

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。

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配分は以下の通りである。

2020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
持分証券	1,563	1,563	24	1,121	418
負債証券	42,802	42,802	2,423	40,337	42
ヘッジ・デリバティブ	5,439	5,439	59	5,372	8
トレーディング・デリバティブ	5,038	5,038	289	4,057	692
現金同等物	438	438	343	95	-
公正価値で評価される金融資産	55,280	55,280	3,138	50,982	1,160
NLF向け債権	13,034	13,034	-	13,034	-
その他の貸付金および金融債権	3,271	3,271	-	3,271	-
償却原価で計上される金融資産	16,305	16,305	-	16,305	-
ヘッジ・デリバティブ	2,792	2,792	1	2,791	-
トレーディング・デリバティブ	5,125	5,125	290	4,645	190
公正価値で評価される金融負債	7,917	7,917	291	7,436	190
借入金およびその他の金融負債	65,591	75,680	-	75,680	-
償却原価で計上される金融負債	65,591	75,680	-	75,680	-

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。

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
持分証券	1,603	1,603	15	1,002	586
負債証券	44,554	44,554	3,718	40,798	38
ヘッジ・デリバティブ	5,759	5,759	15	5,731	13
トレーディング・デリバティブ	6,813	6,813	53	6,244	516
現金同等物	236	236	156	80	-
公正価値で評価される金融資産	58,965	58,965	3,957	53,855	1,153
NLF向け債権	13,303	13,303	-	13,303	-
CSPE債権	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	1,830	1,830	5	1,825	-
トレーディング・デリバティブ	6,327	6,327	38	5,914	375
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	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	-

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。

18.6 市場リスクおよび相手先リスク

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。

これらのリスクに関するより詳細な説明およびIFRS第7号が要求する感応度分析については、経営報告書のセクション5.1.6「財務情報－市場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）を参照。

・ 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。

・ 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。

・ 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。

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13.3.1に示されている。

18.7 デリバティブおよびヘッジ会計

会計原則および会計処理方法

当グループは、金利、外国為替、エネルギーおよびコモディティのリスクをヘッジするために、スワップおよび先物契約等のデリバティブを使用している。

IFRS第9に準拠して、デリバティブが一定の適格基準を満たす場合、ヘッジ会計を適用できる。「自己使用」に分類される一部のデリバティブはIFRS第9号の適用範囲から除外される。

IFRS第9号の適用対象外のデリバティブ：「自己使用」契約

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。
- ・ 当該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通常の業務の一部であり、従ってIFRS第9号の適用対象外であると考えている。

デリバティブの測定および認識

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。

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。

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、特に開始時からの正式な文書の存在およびヘッジ有効性の要件の遵守に関して、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、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、または当初定めら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。

- ・ 公正価値ヘッジ
- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジ
- ・ 在外純投資ヘッジ

ヘッジの分類

公正価値ヘッジ

これは、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に対するヘッジである。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純損益に計上され、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、純損益に影響する。

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。その場合、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

これは、資産もしくは負債または発生可能性がかなり高い予定取引に関連したキャッシュ・フロー変動のエクスポージャーに対するヘッジである。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。

ヘッジ商品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、純損益に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実発生した時、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、非金融資産取得価額の修正として処理される。

在外純投資ヘッジ

これは、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に対するヘッジである。ヘッジ商品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、純損益に計上される。

このリスクは、EDFグループ・レベルで、同通貨の債務と対応させるか、またはデリバティブを使用することによりヘッジされる。

トレーディング・デリバティブ

トレーディング・デリバティブには以下のものが含まれる。

- ・ 会計目的のヘッジに適切でない経済的ヘッジのために契約したデリバティブ。これらの商品の価値の変動は、純損益に報告される。デリバティブが譲渡可能負債商品および購入社債の経済的ヘッジに使用される場合、それらは「その他の金融収益および費用」に含まれる。デリバティブが発電と供給事業の経済的ヘッジに使用される場合、それらは「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」に含まれる（注記6を参照）。
- ・ トレーディング業務において使用されるデリバティブ。これらの商品の公正価値の変動は、売上高に含まれる（注記5.1を参照）。

18.7.1 ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブの内訳

貸借対照表で報告されているヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・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	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	5,439	5,759
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(2,792)	(1,830)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,647	3,929
トレーディング・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	5,038	6,813
トレーディング・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(5,125)	(6,327)
トレーディング・デリバティブの公正価値		(87)	486

ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブのヘッジ対象リスクの種類別の公正価値は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブ—金利リスク	18.7.2	3,149	2,939
ヘッジ・デリバティブ—外国為替リスク	18.7.3	(733)	877
ヘッジ・デリバティブ—コモディティ・リスク	18.7.4	231	113
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,647	3,929
トレーディング・デリバティブ—金利リスク	18.7.2	(25)	(22)
トレーディング・デリバティブ—外国為替リスク	18.7.3	4	(185)
トレーディング・デリバティブ—コモディティ・リスク	18.7.4	(66)	693
トレーディング・デリバティブの公正価値		(87)	486

ヘッジ・デリバティブのヘッジ目的および種類別の公正価値は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
借入金および負債の公正価値ヘッジ		3,724	3,474
借入金および負債のキャッシュ・フロー・ヘッジ		(1,738)	(87)
小計	19.2	1,986	3,387
コモディティ契約の公正価値ヘッジ		6	106
コモディティ契約のキャッシュ・フロー・ヘッジ		170	138
小計		176	244
在外純投資ヘッジ		280	261
専用資産の公正価値ヘッジ		205	37
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,647	3,929

18.7.2 金利デリバティブ

当グループは、借入金および金融負債、資産（流動性の高い資産および専用資産）の価額、ならびに将来の金融費用に影響を与える可能性のある金利変動のリスクにさらされている。

当グループは、固定金利債務の公正価値の変動に対するエクスポージャーをヘッジしており、その多くは変動金利に変換されている。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、ヘッジ対象債務の価額の変動と対称的に純損益に計上される。

当グループはまた、キャッシュ・フロー・ヘッジに変動/固定金利スワップを使用することにより、将来の金利変動に対して変動金利債務をヘッジしている。

ヘッジ関係において使用されている、またはトレーディング・デリバティブとして指定されている金利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)	2020年12月31日現在想定元本				2019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	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在
固定金利支払／変動金利受取	111	1,301	4,511	5,923	2,733	(144)	(51)
変動金利支払／固定金利受取	1,400	4,612	14,666	20,678	23,633	4,143	3,143
変動金利／変動金利	-	800	1,508	2,308	2,447	3	60
固定金利／固定金利	764	682	8,152	9,598	9,901	(853)	(213)
金利スワップ	2,275	7,395	28,837	38,507	38,714	3,149	2,939
金利デリバティブヘッジ目的	2,275	7,395	28,837	38,507	38,714	3,149	2,939
金利取引	-	-	515	515	520	8	14
金利スワップ	1,379	1,954	612	3,945	5,181	(33)	(36)
金利デリバティブトレーディング目的	1,379	1,954	1,127	4,460	5,701	(25)	(22)

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、本注記および通貨デリバティブの注記（注記18.7.3）の両方に含まれている。

18.7.3 通貨デリバティブ

当グループは、事業の多様化、商品およびサービスの外貨建供給契約、ならびに地理的な所在地により、為替レート変動のリスクにさらされている。これらの変動は、自己資本、貸借対照表科目、金融費用、自己資本および純利益で認識される当グループの換算差額に影響を与える可能性がある。

ヘッジ対象項目にはいくつかの種類がある。

- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジにクロス・カレンシー・スワップが使用された外貨建負債。
- ・ 外貨建てで契約した金融資産。
- ・ 当グループが関連する外国為替リスクをヘッジする、コモディティおよび燃料の購入。
- ・ 外貨建ての子会社への純投資。

ヘッジ関係において使用されているか、またはトレーディング・デリバティブとして指定されている通貨デリバティブの詳細は以下の通りである。クロス・カレンシー・スワップの想定元本は、本注記および金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記18.7.2を参照）の両方に含まれている。

2020年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在受取想定元本				2020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	2020年 12月31日現在
為替予約取引	1,480	91	-	1,571	1,473	91	-	1,564	(1)
スワップ	20,394	6,891	16,368	43,653	20,090	6,933	17,152	44,175	(745)
オプション	355	-	-	355	326	-	-	326	13
通貨デリバティブヘッジ目的	22,229	6,982	16,368	45,579	21,889	7,024	17,152	46,065	(733)

先渡取引	3,389	6,490	-	9,879	3,380	6,491	-	9,871	4
スワップ	14,576	5,180	275	20,031	14,606	5,162	255	20,023	-
オプション	10	-	-	10	11	-	-	11	-
通貨デリバティブトレーディング目的	17,975	11,670	275	29,920	17,997	11,653	255	29,905	4

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
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
通貨デリバティブヘッジ目的	21,462	7,923	17,367	46,752	20,844	7,794	16,892	45,530	877
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)
通貨デリバティブトレーディング目的	18,423	9,667	198	28,288	18,515	9,798	198	28,511	(185)

本注記中のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利デリバティブの注記（注記18.7.2）にも含まれている。

18.7.4 コモディティ・デリバティブ

当グループは、エネルギー（電気、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出権割当市場における価格変動にさらされており、これらは財務諸表に重要な影響を与える可能性がある。

当グループは、基本的にキャッシュ・フロー・ヘッジを通じて、先物、先渡、オプションおよびスワップを使用して、電力、ガスおよび石炭の予定販売および購入をヘッジしている。

ヘッジに使用されたコモディティ・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	2020年12月31日現在					2019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	公正価値		
電力	TWh	(9)	(15)	-	(25)	35	(49)	393
ガス	百万サーム	1,083	1,048	-	2,131	102	2,253	(398)
石油製品	千バレル	3,062	6,548	-	9,610	18	13,637	2
二酸化炭素	千トン	4,501	3,424	-	7,925	76	26,666	44
石炭	百万トン	(1)	-	-	(1)	-	(416)	72
コモディティ・デリバティブヘッジ目的		8,636	11,005	-	19,640	231	42,091	113

トレーディング目的で使用されたコモディティ・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	2020年12月31日現在		2019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
電力	TWh	(174)	(380)	(17)	824
ガス	百万サーム	(6,803)	310	(7,826)	76
石油製品	千バレル	24,301	58	14,290	8
二酸化炭素	千トン	3,355	(55)	(41,604)	(128)
石炭および運賃	百万トン	1	(7)	2	(12)
その他のコミットメント		-	8	-	(75)
コモディティ・デリバティブトレーディング目的		20,680	(66)	(35,155)	693

これらの商品は主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれる契約を含む。

18.7.5 ヘッジ・デリバティブが包括利益に与える影響

自己資本（EDF持分）および純損益に計上されたヘッジ・デリバティブの公正価値の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年度			2019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	(24)	-	-	(39)	(106)	3
為替ヘッジ	(850)	51	13	(200)	(156)	(17)
在外純投資ヘッジ	661	-	-	(416)	(448)	-
コモディティ・ヘッジ	644	430	(14)	1,482	719	3
ヘッジ・デリバティブ(3)	431	481	(1)	827	9	(11)

(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。

2020年度にコモディティ・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えられた金額は430百万ユーロであり、以下のものから構成される。

- ・ 主に英国とフランスに関する電力ヘッジ契約818百万ユーロ－発電と供給セグメント
- ・ フランスに関するガス・ヘッジ契約(452)百万ユーロ－発電と供給セグメント
- ・ その他のヘッジ契約64百万ユーロ

18.7.6 金融資産および負債の相殺

会計原則および会計処理方法

企業が、法的に強制力のある相殺権を現在有しており、かつ純額で決済するかまたは資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図を有している場合、金融資産および金融負債は相殺されなければならない。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	IAS第32号による相殺後残高		IAS第32号による相殺後の認識純額		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)	
			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	10,477	2,956	11,091	(3,570)	7,521	(1,672)	(2,797)	3,052
デリバティブの公正価値 －負債	(7,917)	(2,927)	(8,560)	3,570	(4,990)	1,672	568	(2,750)

2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	IAS第32号による相殺後残高		IAS第32号による相殺後の認識純額		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)	
			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	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)

注記19. 財務指標

財務指標は会計基準に定義されておらず、当グループの財務諸表上には直接表示されていない。主な財務指標は以下の通りである。

19.1 非経常項目を除く純利益

非経常項目を除く純利益は、非経常項目を除く純利益に対する当グループの持分（EDFの純利益）、エネルギーおよびコモディティ・デリバティブ（トレーディング業務を除く）の公正価値の純変動、ならびに負債性および資本性金融商品の公正価値の純変動（税引後）に対応する。

以下の表は、EDFの純利益から非経常項目を除く純利益への経過を示している。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年度			
		総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					650
負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動(1)	8.3	(1,248)	377	(2)	(873)
エネルギーおよびコモディティ・デリバティブの純変動（トレーディング業務を除く）	6	175	(51)	-	124
減損		1,111	(156)	(111)	844
－固定資産の減損	10.8.1および10.8.2	799	(156)	(102)	541
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損	12.3	195	-	(6)	189
－EdisonのE&P事業の減損(IFRS第5号の適用)	3.2.2	117	-	(3)	114
その他の項目		809	414	1	1,224
－その他の営業収益および営業費用(2)	7	487	(153)	1	335
－税務訴訟	9.2	-	537	-	537
－英国の法人所得税率の変更	9.2	-	121	-	121
－フランスの火力発電所の加速償却	10.3	250	(80)	-	170
－その他		72	(11)	-	61
純利益－非経常的項目を除く					1,969

- (1) 専用資産の公正価値ヘッジならびに関連会社および共同支配企業に対する投資に含まれる負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動を含む。
- (2) 2020年度におけるその他の収益および費用は特に、フラマンヴィル3EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する例外的な追加費用総額(397)百万ユーロを含む。

2020年12月31日現在の非経常項目を除く純利益は1,969百万ユーロであり、2019年度と比較して1,902百万ユーロ減少した。

2019年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	注記	2019年度			
		総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					5,155
負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動(1)	8.3	(2,703)	923	-	(1,780)
エネルギーおよびコモディティ・デリバティブの純変動（トレーディング業務を除く）	6	(642)	152	-	(490)
減損		989	(70)	(36)	883
－固定資産の減損	10.8.1および10.8.2	403	(70)	(23)	310
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損	12.3	73	-	-	73
－EdisonのE&P事業の減損(IFRS第5号の適用)	3.2.2	513	-	(13)	500
その他の項目		269	(172)	6	103
－その他の営業収益および営業費用(2)	7	185	(144)	6	47
－フランスの火力発電所の加速償却	10.3	141	(49)	-	92
－その他		(57)	21	-	(36)
純利益－非経常的項目を除く					3,871

- (1) 専用資産の公正価値ヘッジならびに関連会社および共同支配企業に対する投資に含まれる負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動を含む。
- (2) 2019年度におけるその他の収益および費用は主に、ER02019従業員株式割当に関するコスト(30)百万ユーロ、一部の企業における事業再編費用、ならびに個々の金銭的には重要でないその他の営業項目を含んでいた。

19.2 純負債額

純負債額は、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、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。

純負債額は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	18.3.2	65,591	67,380
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	18.7.1	(1,986)	(3,387)
現金および現金同等物	18.2	(6,270)	(3,934)
負債証券および持分証券—流動性の高い資産	18.1.2	(15,028)	(18,900)
売却目的保有資産の純負債額	3.2.1	(17)	(26)
純負債額		42,290	41,133

当グループの純負債額は、2020年12月31日現在42,290百万ユーロ（2019年12月31日現在41,133百万ユーロ）である。2020年12月31日現在の減価償却費および償却費控除前営業利益に対する純負債額の比率は2.61である。

注記20. 持続可能な開発および気候変動対策

2020年2月にEDFグループは、その存在意義（raison d'être）である「電力および革新的ソリューションおよびサービスをもってネット・ゼロ・エネルギーの未来を築き、地球を救い幸福と経済発展をもたらすことに資する」と一貫して、他の世界中の300社以上の企業（2020年12月現在）とともに、パリ気候協定に沿って設定された目標であるカーボンニュートラル達成のための「1.5度の事業目標」コミットメントに署名した。

このコミットメントに続いて、パリ気候協定の5周年にあたり、当グループの強化された二酸化炭素排出削減の軌道は、Science Based Targetsイニシアチブにより「2度より充分低い」として公式に正当性が確認され、気候関連財務情報開示タスクフォースが推奨する最善実務に沿った特化した統治の取決めが設定された（2020年12月10日付プレスリリースを参照）。

当グループの財務諸表は、投資・売却戦略および持続可能な資金調達戦略の実施を通じて、また特に適用される法令および規制に基づいて環境問題に明確に対応して発生した支出を通じて、さらに当グループの資産および負債に関し使用された評価方法を通じて、気候変動および持続可能な開発に関する事項を反映している。

20.1 規制上の費用

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関する規制上の枠組みおよび会計原則は、注記5.4.3、10.2および17.2に記載されている。

20.1.1 温室効果ガス排出権

欧州連合域内排出量取引制度（EU ETS）は、気候変動への対策を講じ、温室効果ガス排出量を削減する目的で存在する。

この制度は、国内法に組み込まれ、排出量の年間上限を設定している。企業（EDFを含む）は排出割当量を受け取るかまたは購入し、その翌年度に、経過した年度の排出量に対応する数量の温室効果ガス排出権を欧州委員会に提出する。不足がある場合には罰金が科される（割当量により填補されない二酸化炭素1トン当たり110ユーロ、および翌年度にこれらの数量を割当量により填補する義務）。

欧州の総排出量を削減するために、当該上限は段階的に引き下げられている。

ETSの第三期（2013-2020年）の主な特徴のひとつは、すべてのEU加盟国（欧州委員会の承認を条件として割当の一部の無償提供が認められた一定の東欧諸国を除く）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。

次の取引期間（第四期：2021-2030年）に係るEU-ETSの法的枠組みは、2030年の気候およびエネルギーの枠組みと2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献に沿った排出量削減目標の達成に寄与するために、2018年度初頭に改訂された。当該

改訂の主な措置は、割当量の削減を年間48百万トンに増やし（2010年度の割当量に対し2.2%減）、炭素漏れリスクにさらされている部門および、一定の基準に従い石炭依存度の高い国の電力部門に対して、一定の制限内で割当量の無償割当を継続することであった。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温室効果ガス排出量の上限が導入され、2022年1月1日から適用される。

EDFグループ内でこの指令の適用に関係する企業は、EDF、EDF Energy、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。

EU-ETSのトランザクションログに記録された、スコープ1、即ち発電および熱発生からの直接的な温室効果ガス排出に係る当グループの2020年度の総割当排出権は、0百万トン（2019年度1百万トン）であった。

2020年12月31日現在の排出量は19百万トン（2019年度21百万トン）であった。

当グループによる割当超過の温室効果ガス排出量の額は、2020年12月31日現在260百万ユーロ（2019年12月31日現在414百万ユーロ）であり、貸借対照表上の引当金に計上されている。

温室効果ガス排出権は、環境規制に関連する無形資産の構成要素であり、2020年12月31日現在の正味価額は769百万ユーロであった。

排出量に相当する数量の温室効果ガス排出権を提出する義務に従って、2020年度に、当グループはその最善の見積りに従い、EU-ETS制度の下で、2019年度に発生した排出に関して21百万トンを出した（2019年度は、2018年度に発生した排出に関して26百万トンの排出権を出した）。

20.1.2 再生可能エネルギー証書（グリーン証書）

再生可能エネルギー源から生産された再生可能エネルギーの利用を促進するために、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自ら設定した。発電源証明書は、電力網を通過する電力の再生可能エネルギー源を証明するものである。これらは再生可能エネルギー発電所の運営者によって売却され、再生可能エネルギー源の電力を利用したい顧客によって購入される。

国がその目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この証書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）。
- ・ 顧客への販売水準に応じて再生可能エネルギー証書の一定量を提出する義務を導入する（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）。

2020年12月31日現在、再生可能エネルギー証書の同日現在の提出義務に関し、基本的にEDF Energy（英国）およびLuminus（ベルギー）によって932百万ユーロの引当金が認識された。これらの義務の大部分は無形資産に計上された購入済み証書により填補されている。

20.1.3 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。

例えば、英国では、EDF Energyが、特にPowershiftの柔軟性プラットフォームを通じ、企業のエネルギー、炭素およびコストの節約を可能とすることで企業のソリューションの探索および開発を支援している。

フランスでは、2005年7月13日付法律により、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）に省エネ義務を課す、省エネ証書制度が導入された。関係期間末において義務対象参加者は、義務付けられた省エネに対応する省エネ証書の提示が求められ、提示しない場合には制裁措置が適用される。これら

の証書は、直接的または間接的に実施される省エネ操業の見返りとして獲得されるかまたは他の義務対象もしくは「適格な」経済的参加者から購入される。

2018年1月1日に、省エネ証書制度は、1年延長されて4年間続く第4期を開始した。EDFグループには、この義務を履行するために3つの行動源がある。それは、消費者のエネルギー効率業務の支援、例えば、改修の実施（2020年度には2019年度より20%多い277,000件の改修プロジェクトが完了した）、国が承認したプログラムへの資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

2020年12月31日現在、当グループはその義務を履行できると確信している。

20.2 資産および負債の評価

20.2.1 環境リスク引当金

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。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。これらの引当金の詳細は注記15および17に記載されている。

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。2020年度において、これらの引当金は合計1,192百万ユーロであった（2019年度1,517百万ユーロ、注記17.2を参照）。

Ausimont SpA工業団地に関する紛争等、環境訴訟に関連する偶発債務も存在する。これらの負債は注記17.3に記載されている。

20.2.2 資産の評価

気候問題は、長期資産の評価に当たり、減損テストを通じて考慮される。当グループが事業を行う国において電力価格に使用される長期シナリオは、特にパリ気候協定で設定された、欧州の脱炭素目標の軌道と整合している（注記10.8を参照）。

近年、当グループが管理する大部分の火力発電資産について重要な減損が計上されている（2015年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記13およびそれ以後の年度の財務諸表に対する同様の注記を参照）。

20.3 持続可能な資金調達

20.3.1 グリーン・ボンド

2013年度以降、当グループは、再生可能エネルギー開発を支える目的で、45億ユーロ相当の5本のグリーン・ボンドを発行した。当グループは上記事業に年間約25億ユーロを投資している。

子会社であるEDF Renewablesによる新たな風力および太陽光発電プロジェクト建設への資金提供を主な目的とした2本のグリーン・ボンド発行（2013年11月に14億ユーロ、2015年10月に12.5億米ドル）の後、当グループは、フランス本土の水力発電資産の改修および近代化への投資にも資金提供するようにグリーン・ボンドの枠組みを拡大した。

この新たな枠組みは、最初に2016年10月の17.5億ユーロの発行に適用され、次いで2017年1月の2つのトランシェによる260億円の発行に適用された。当グループは、2020年度初頭にグリーン・ボンドの枠組みの範囲を更に拡大し、国外の水力発電資産、エネルギー効率プロジェクトおよび生物多様性保全プロジェクトにも利用可能とした。

2020年9月8日に、EDFは、2024年満期、額面価額約24億ユーロの当社の新株式への転換および/または既発行株式と交換可能な無担保優先グリーン・ボンド（OCEANES Vertes）の画期的な募集を行った。

これは、欧州で2003年以後最大の転換社債発行（株式で償還可能な債券を除く）であり、過去最大の転換権付グリーン・ボンド発行であり、また欧州の社債発行体による過去最大のグリーン・ボンド発行であった。

グリーン・ボンドは当グループの借入金に含まれている（注記18.3.2を参照）。EDFのグリーン・ボンド発行による調達資金の配分は、法定監査人の一人により認証される。一括登録書類のセクション6.7を参照のこと（訳者注：原文の書類のセクションである）。

20.3.2 ESG基準に連動する与信枠

EDFグループは、企業の社会的責任（CSR）に力強く取り組んでおり、非財務実績と財務戦略の間のより緊密な関係を提唱している。

当グループの持続可能な開発のパフォーマンスに連動する与信枠は、コスト調整メカニズムを組み込んでいる。

EDF SAは、20行超の銀行との40億ユーロのシンジケート与信枠を有しており、それは3つのKPI（直接二酸化炭素排出量、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、EDFの軽車両の電化）に係る当グループのパフォーマンスに連動するマージン調整メカニズムを組み込んでいる。

当グループはまた、ESG基準に連動する7件の更新可能な二者間与信枠、総額16億ユーロに署名した。これは、一定のKPIに係る当グループのパフォーマンスまたは非金融格付機関による格付に基づくコスト調整メカニズムを組み込んでいる。

2020年12月31日現在、ESG連動の更新可能な与信枠は未使用であり、総額56億ユーロ超ないしEDFグループの未使用与信枠全体の51%である（注記18.4を参照）。

選定されたKPIは、EDFグループの主要な環境コミットメント、主に2030年度までの温室効果ガス（二酸化炭素）排出量の50%削減、2050年度までのカーボンニュートラル達成のためのフランスと英国の石炭火力発電所の閉鎖、および2030年度までのEDFグループ全体の車両電化の完了、を反映している。消費モニターツールへの注目は、ニーズに適したエネルギー・ソリューションを顧客に提供するという当グループの目標を反映している。

これらは、2020年5月に当グループの定款に正式に記されたEDFの存在意義（raison d'être）の具体的な実例である。

20.4 環境および気候保護のための持続可能な投資、研究開発およびその他の費用

20.4.1 持続可能な投資

2020年度において、当グループはその総事業投資プログラムを継続した。これは総額165億ユーロであり、無形資産および有形固定資産への総投資160億ユーロ（注記4および10.7を参照）ならびに総金融投資5億ユーロを含んでいた。

持続可能な活動のための欧州タクソノミに関する作業の一環として、当グループは、欧州連合によりグリーン（環境に配慮している）であるとして正当性が確認された総事業投資の割合を見積った。選択された方法論の下でこれらの投資は、総金融投資ないしIT機器もしくは車両の更新等の「全社的」投資を含まない。

2020年度に、当グループの投資の94%近くが低炭素目標を達成した。この投資の51%は原子力部門に関係し、43%は、特に再生可能エネルギー（例えば水力、風力および太陽光発電）の生産、電力網ならびにエネルギー・サービスを含む、持続可能な活動のための欧州タクソノミ（現在は2020年3月のテクニカル専門家グループ報告書に基づく方法による）に準拠していた。これらの数値は、特に2021年度に委任法令が公表される際に、「タクソノミ」規制の変更に照らして修正される可能性が高い。低炭素投資戦略は、当グループの石炭または石油火力発電所の一部を低炭素発電方法に転換するという目的にも反映されている。

フランスのエココンバスト・プロジェクトでは、当グループの主な目的は、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、環境保護的な燃料を生産することにより、すべての化石燃料火力発電所の性能を最適化することである。EDFおよび環境連帯移行省により正当性を確認された予備的作業プログラムの下で要求される技術試験および影響調査によって満足のいく結果が得られた場合には、EDFは、2022年度にこの新燃料の工業生産開始を目指す。この燃料はその後、2022年度から、コルドメ発電所のボイラーにて、少量の石炭との混焼に使用される。

EDFはまた、新事業への投資を通じてエネルギー移行の一翼を担っている。2017年度にEDFグループは、環境およびデジタルの移行を探求し、革新的かつ競争力ある製品およびサービスを顧客に提供するために、起業支援会社であるEDF Pulse

Croissanceを創設した。EDF Pulse Croissanceは、無炭素エネルギー、顧客向けサービスおよび分散型エネルギー・ソリューションに焦点を当てた資産ポートフォリオを進展させるための当グループのCAP2030戦略の一環である。

2019年度に、EDF Pulse Croissanceは、新興企業に投資し、起業プロジェクトから発展した子会社数社を設立した。そのうちの一社が、産業および大型輸送のニーズに対応するための水電解による低炭素水素の製造およびマーケティングに特化した子会社であるHynamicsである。Hynamicsはまた、電車、バス、ゴミ収集トラック、商用車および河川輸送船等の大型電動車両運搬具向けに、フランス全土に水素充電ポイントのネットワークを設置することにも貢献している。

複数年エネルギー計画（PPE）がフランスの石炭火力発電停止の最終期限を2026年度に定めた結果として、またエココンバスト・プロジェクトに起因して、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（コルドメについては依然として、エココンバスト・プロジェクトに関する最終決定に依存して日程が変更される可能性がある）。

当グループはまた、PPEの下で、現在燃料油を燃料としている発電所の液体バイオマスへの段階的な転換を計画しているフランスの島部地域についても対応策を講じている。

2050年度までにカーボンニュートラルを達成するというEDFグループのコミットメントのもう一つの反映は、フランスの長期原子力費用（2020年12月31日現在338億ユーロ）の資金確保のために保有する専用資産ポートフォリオに適用される管理方針である。当グループは、3つの領域（国連の責任投資原則の遵守、人権に関する主要な国際条約の尊重および責任投資に関する年次報告書）を対象とする責任投資家憲章を作成した。この憲章は、直接管理される資産と、委任管理契約の下で専門会社により管理される資産の両方に適用される。

さらに、2020年12月17日に、当グループは、探査および産出事業のEnergeanへの売却を完了した（注記1.4.2および3.1を参照）。この炭化水素の探査および産出（E&P）事業の段階的な処分は、CAP2030戦略の優先事項と整合している。

20.4.2 研究開発（R&D）

2050年度までのカーボンニュートラルの目標および、電力がフランス経済の脱炭素化のための主要な手段である事実を考慮すると、研究開発は、電力、気候、デジタルおよび社会の移行において極めて重要な役割を有する。

2020年度に、EDFグループの研究開発費総額は685百万ユーロであり、環境保護のためのEDFの研究開発予算は79百万ユーロであった。

研究開発費は、特にエネルギー効率、化石燃料に基づくエネルギーの代替としての電力利用、再生可能エネルギーとそれらの電力網への統合、エネルギー貯蔵、無炭化水素とその経済脱炭素化への応用、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、生物多様性、水質およびあらゆる形態の汚染の緩和等の環境問題の研究に向けられている。

電力貯蔵、エネルギー性能診断方法の向上、都市の冷暖房ネットワーク技術の改善、生態学的移行に関連する研究を共有するためのプラットフォーム、および原子力発電所の安全性向上に関する研究は、特に欧州連合からの公的助成金によって支えられている。

研究開発費に関する会計原則および会計処理方法は注記10.2に記載されている。

20.4.3 環境および気候保護のためのその他の費用

会計原則および会計処理方法

環境および気候保護のためのその他の費用とは、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。

当グループのすべての機能、従業員、業務およびプロジェクトは、環境に責任を負える企業であるというEDFの目的を達成するために動員される。関連する取り組みの一部は以下の通りである。

生物多様性への取り組み

当グループは、フランスの国家生物多様性計画に関連して行動を起こし、生物多様性への積極的なアプローチを推進している。例えば、子会社であるEDF Hydroおよびその水力発電業務を通じて、当グループは2013年度から2020年度の間に、フランス本土の生態学的に敏感な場所（水および水域環境に関する国内法の目的で「リスト2」の場所）において、魚道および魚梯を設置し川の堰を撤去して魚の回遊を促進するために50件超の業務を実施した。これらの業務は、国の水道局からの補助金の恩恵を受けた。

従業員および車両電化への取り組み

当グループは、その環境および気候に関する目標に沿って、従業員の意識を高め、環境および持続可能な開発の問題について従業員を教育するよう努めている。2020年度には、環境管理、基準および規制ならびに環境分析のコースから構成される「環境および持続可能な開発」研修を、1,545名の従業員に対し12,710時間の研修時間にて提供した。

加えて、社内研修後に173名のボランティア従業員が直接またはオンラインで主導した「気候大学」共同ワークショップのグループ・レベルでの展開により、3,061名の従業員が気候混乱の問題についてより深く認識できるようになった。

さらに、2020年度の従業員利益分配基準の20%を占める持続可能およびデジタル開発指標が導入された。これらの指標は、紙の印刷物削減のために行われた努力および「カーボンニュートラル・パスポート」研修証書の達成を反映する。

フランスのグループとして初めてEV100イニシアチブに署名したEDFは、2030年度までの保有軽車両の完全電化をコミットした。2020年度に、軽車両数は全世界で45,000台強であり（特に欧州）、12.2%超が既に電化済みであった（電動車両5,500台超、2019年度から1,700台超の増加）。EV100イニシアチブへの参加は、車両供給業者との特別契約やEDF子会社が販売する充電サービス提供にアクセス可能となることから、当グループ従業員のエネルギー消費管理や二酸化炭素排出量削減の奨励にもなる。

注記21. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2020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。

21.1 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	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	21.1.1	42,235	41,110
投資コミットメント（付与）	21.1.2	16,494	18,237
資金供与コミットメント（付与）	21.1.3	5,536	6,343
コミットメント（付与）合計		64,265	65,690

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。

21.1.1 業務コミットメント（付与）

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）	2020年12月31日現在	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(1)	24,715	25,373

業務契約履行コミットメント（付与）	17,151	15,248
借手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	369	489
業務コミットメント（付与）合計	42,235	41,110

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

21.1.1.1 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。

2020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、以下のよう到来する。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在					2019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)	10,574	2,562	4,123	2,121	1,768	9,999
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	308	64	124	120	-	281
核燃料購入	13,833	1,610	5,870	4,374	1,979	15,093
燃料およびエネルギー購入コミットメント	24,715	4,236	10,117	6,615	3,747	25,373

(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、2020年12月31日現在533百万ユーロ（2019年12月31日現在569百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記21.1.1.1.4を参照）。

21.1.1.1.1 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2020年度の合計は59TWh（2019年度は57TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2019年度は7TWh）、風力発電に係るもの31TWh（2019年度は30TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2019年度は11TWh）および水力発電に係るもの4TWh（2019年度は3TWh）が含まれている。

21.1.1.1.2 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。

21.1.1.1.3 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。

21.1.1.1.4 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。2020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。

2020年12月31日現在

2019年12月31日現在

(単位：10億立方メートル)	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
Edison	124	12	44	68	135
EDF	26	2	8	16	24

ガス購入契約

Edisonは、ロシア、リビア、アルジェリアおよびカタールからの年間総供給量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14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10億立方メートルとされた。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、次いで2021年度について10億立方メートルの新規契約に署名した。

これらの契約には、実際に当該量のガスの引渡しを受けたか否かにかかわらず、毎年ガスの下限量の支払を購入者に約束する「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。2020年12月31日現在、Edisonのテイク・オア・ペイ条項に関連するオフバランスシート・コミットメントは、同日現在未引出しでありかつ引渡しが翌期に繰り越された量のガス価額に相当する117百万ユーロである。

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10億立方メートル）に関する米国からのLNG輸入契約を締結している。

2020年度にEDFは、ノルウェーからの30億立方メートルに関する5年間の新規契約に署名した。

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、2021年度に引渡しが始まる予定のアゼルバイジャンからのガス購入（年間10億立方メートル）、および2023年度に引渡しが始ま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。

21.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2020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)	2020年12月31日現在				2019年12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
業務保証（付与）	9,185	2,320	2,711	4,154	7,349
業務購入コミットメント(1)	7,720	4,359	2,732	629	7,594
その他の業務コミットメント	246	92	87	67	305
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	17,151	6,771	5,530	4,850	15,248

(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、2020年12月31日現在1,714百万ユーロ（2019年12月31日現在1,019百万ユーロ）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、2020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。

これらの保証の変動は、基本的に、開発中のEDF Renewableの新プロジェクト（特に米国）、および、受託者の方法とIAS第19号に基づく場合の英国の年金債務の額における差を填補するためにEDFが付与した親会社保証の増加によって説明できる。

21.1.1.2.1 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）	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
EDF	2,496	2,081
EDF Renewables	2,447	1,612
Edison	1,657	1,319
EDF Energy	1,055	912
Framatome	573	552
その他の企業	957	873
合計	9,185	7,349

21.1.1.2.2 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）	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
EDF	3,524	3,028
Framatome	1,659	1,880
Enedis	845	829
EDF Energy	591	613
その他の企業	1,101	1,244
合計	7,720	7,594

21.1.1.3 借手としてのリース・コミットメント

2020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）	2020年12月31日現在				2019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	369	54	181	134	489

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、2020年12月31日現在、合計191百万ユーロである（2019年12月31日現在211百万ユーロ）。
- ・ 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、2020年12月31日現在、合計178百万ユーロである（2019年12月31日現在278百万ユーロ）。

21.1.2 投資コミットメント（付与）

2020年12月31日現在の投資コミットメントの詳細は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2020年12月31日現在				2019年12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	

有形および無形資産購入関連コミットメント	15,625	8,650	6,459	516	17,430
金融資産購入関連コミットメント	716	95	523	98	583
投資に関連するその他のコミットメント	153	143	10	-	224
投資コミットメント（付与）合計(1)	16,494	8,888	6,992	614	18,237

(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、2020年12月31日現在212百万ユーロ（2019年12月31日現在265百万ユーロ）を含む。

21.1.2.1 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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
EDF	4,284	4,654
EDF Energy	5,966	6,466
Enedis	2,461	2,555
EDF Renewables	1,369	2,437
Framatome	462	517
その他の企業	1,083	801
合計	15,625	17,430

有形および無形固定資産購入に関連して付与されたコミットメントの減少は、主に米国およびブラジルにおいてEDF Renewablesにより開発された多くのプロジェクトの進捗、ならびに主にユーロに対する英ポンドの下落の影響によるEDF Energyのコミットメントの減少によって説明される。Enedisのコミットメントの減少は、リンキー・メーター展開の継続によるものである。

ガイアナのラリボット発電所プロジェクト（複数年エネルギー計画の一環として開発された液体バイオマスを使用した再生可能エネルギー発電所）に関連して、2020年度にEDF PEIによって新規契約が締結された。

21.1.2.2 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、トレーディング・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。2020年12月31日現在、これらのトレーディング・デリバティブの公正価値は重要ではなかった。

12月7日にFramatomeは、Rolls Royceと、同社の民間原子力計装制御（I&C）事業を取得する旨の最終購入契約に署名した。当該取引は、規制当局の承認を含む慣習的な条件に従って、2021年度下半期の早い段階で完了すると見込まれる。

21.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2020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。

21.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2020年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント（付与）は、以下のものから成る。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				2019年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
不動産担保権	4,179	90	2,246	1,843	4,587
借入金関連保証	949	51	495	403	1,314
その他資金供与コミットメント	408	364	6	38	442
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	5,536	505	2,747	2,284	6,343

(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、2020年12月31日現在1,156百万ユーロ（2019年12月31日現在1,225百万ユーロ）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。

21.2 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	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	21.2.1	8,108	9,291
投資コミットメント（受取）	21.2.2	132	181
資金供与コミットメント（受取）	21.2.3	31	22
コミットメント（受取）合計(2)		8,271	9,494

(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21.2.1.4を参照）。

(2) 注記18.4に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

21.2.1 業務コミットメント（受取）

2020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)	2020年12月31日現在				2019年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
賃手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	711	114	355	242	770
業務販売コミットメント	5,903	1,490	3,457	956	6,706
業務保証（受取）	1,444	1,195	161	88	1,756
その他の業務コミットメント（受取）	50	18	15	17	59
業務コミットメント（受取）	8,108	2,817	3,988	1,303	9,291

21.2.1.1 賃手としてのオペレーティング・リース・コミットメント

2020年度において、当グループは賃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711百万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連している。

21.2.1.2 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。

21.2.1.3 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。

21.2.1.4 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法律の実施により、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。

21.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				2019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）	132	14	118	-	181

21.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				2019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）	31	2	19	10	22

注記22. 関連当事者

会計原則および会計処理方法

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。

関連当事者との取引の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	関連会社 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	
	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日	2020年 12月31日	2019年 12月31日
売上高	355	455	-	-	2,082	1,889	2,437	2,344
エネルギー購入	3,885	4,063	1	4	2,114	2,104	6,000	6,171
対外購入	13	18	7	3	348	253	368	274
金融資産	179	150	-	-	-	-	179	150

その他の資産	495	633	-	-	593	532	1,088	1,165
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,114	1,228	1	1	600	624	1,715	1,853

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

22.1 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12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。

22.2 フランス政府および国有企業との関係

22.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2020年12月31日現在EDFの資本の83.68%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。

22.2.2 GRDFとの関係

EnedisとGRDFは、フランスのエネルギー法第L.111-71条に基づいて、一定の共同サービスの提供およびその結果としての費用分担に関する両社の関係を定める契約を結んでいる。

ガス配送および配電セクターでは、この契約は、発電所の建設、現場のプロジェクト管理、ならびにネットワーク運営および保守に関連する作業を対象とし、定期的に更新される。

2018年に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。

2020年7月に、EnedisとGRDFは、機器の調達および物流、雇用契約、医療/社会保険に関する事項、住宅管理、事務所向けITおよび電気通信ならびに会計等、依然として混合されている業務における相互雇用可能性の終了を目的として、共通業務の変革（Transformation des Activités CommunesまたはTAC）のための共同プロジェクトの開始を決定した。

コルシカ島のアジャクシオ市およびバステリア市におけるLPG配送および供給の共通サービスに関して、ENGIEは2020年10月にEDFに対し、2021年3月31日付でコルシカ島におけるLPG業務を終了することを検討している旨を通知した（委譲契約は1990年代に終了した）。同月に、アジャクシオ市はLPG配送委譲の入札を募り、ENGIEは入札書を提出した。バステリア市もまた、入札の募集を開始すると発表した。1951年の契約では、EDFとENGIEの間で、決定の相互影響に関する情報交換の条件が規定されている。

22.2.3 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- ・ フッ素化、天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Conversion-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

英国のヒンクリー・ポイント用地におけるEPR 2基の建設計画に関連して、2016年9月29日に、EDFとOranoは、Orano Miningとウラン契約を締結し、Orano Conversion-Enrichissementと変換契約および濃縮契約を締結した。

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage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15.1.1.1に記載されている。

22.3 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（2020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2020年度の報酬総額は11.9百万ユーロ（2019年度12.6百万ユーロ）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。

注記23. 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24. 法定監査人の報酬

以下の表は2020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）	%
監査一個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー				
EDF	2,794	24.6	2,945	16.2
被支配企業(1)	4,560 ⁽³⁾	40.1	13,503	74.2
小計	7,354	64.7	16,448	90.4
非監査サービス(2)				
EDF	561	4.9	953	5.2
被支配企業(1)	3,448	30.4	804	4.4
小計	4,009	35.3	1,757	9.6
合計	11,363	100	18,205	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。
- (3) 減少は当グループ全体としての監査人報酬の水準に影響しない監査法人間の移転および当グループ内の重要なフランス企業の法定監査人の交代に起因する。同企業は、現在、当グループの法定監査人と他の監査法人によって監査されている。

2019年度の法定監査人報酬

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。

[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	2020年度			2019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		44,315	59,267		46,155	61,728
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			1,360	1,819		1,447	1,935
営業補助金	5		8,148	10,897		7,670	10,258
引当金および減損の戻入額	6		2,823	3,775		3,279	4,385
その他の営業収益および費用振替額	7		846	1,131		849	1,135
I 営業収益合計			57,492	76,890		59,400	79,442
購入およびその他の対外費用	8		36,213	48,431		38,090	50,942
購入燃料使用分			3,269			3,498	
エネルギー購入			16,783			18,232	
サービスおよびその他購入品使用分			16,161			16,360	
法人所得税以外の税金	9		2,694	3,603		2,674	3,576
人件費	10		6,439	8,612		6,453	8,630
減価償却費、償却費および引当金繰入額	11		7,514	10,049		6,590	8,813
減価償却費および償却費	11.1		4,538			3,975	
引当金繰入額および減損	11.2		2,976			2,615	
その他の営業費用	12		2,738	3,662		2,241	2,997
II 営業費用合計			55,598	74,357		56,048	74,959
営業利益（I－II）			1,894	2,533		3,352	4,483
III 共同事業取引						-	-
IV 金融損益	13		(2,503)	(3,348)		(1,701)	(2,275)
法人所得税および臨時損益計上前損益（I－II＋III＋IV）			(609)	(814)		1,651	2,208
V 臨時損益	14		425	568		547	732
VI 法人所得税	15		406	543		(605)	(809)
損益（I－II＋III＋IV＋V＋VI）			222	297		1,593	2,130

* 2020年度の輸出製品売上高：8,428百万ユーロ、輸出サービス売上高：344百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2020年12月31日現在				2019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	2,669	1,566	1,103	1,475	1,086	1,452
EDF所有有形固定資産	16-17	91,821	61,039	30,782	41,168	29,321	39,214
委譲運営有形固定資産	16-17	15,820	9,197	6,623	8,858	6,028	8,062
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	21,640	84	21,556	28,829	21,618	28,912
投資および関連債権		60,057	712	59,345	79,368	58,954	78,845
投資有価証券		24,546	153	24,393	32,623	22,519	30,117
貸付金その他の金融資産		16,422	140	16,282	21,776	12,594	16,843
金融資産	18	101,025	1,005	100,020	133,767	94,067	125,805
I 固定資産合計		232,975	72,891	160,084	214,096	152,120	203,445
棚卸資産および仕掛品	19	10,842	301	10,541	14,098	9,786	13,088
発注に係る前渡金	20	723	4	719	962	693	927
営業債権およびその他の債権	20	22,588	475	22,113	29,574	20,944	28,011
市場性のある有価証券	21	13,065	4	13,061	17,468	14,690	19,646
現金性金融商品	20	1,814	-	1,814	2,426	2,672	3,574
現金および現金同等物	20-22	5,364	-	5,364	7,174	4,714	6,305
前払費用	20	987	-	987	1,320	1,087	1,454
II 流動資産合計		55,383	784	54,599	73,021	54,586	73,003
繰延費用 (III)		242	-	242	324	249	333
社債償還プレミアム (IV)		611	293	318	425	513	686
未実現為替差損 (V)	23	872	-	872	1,166	1,305	1,745
資産合計 (I + II + III + IV + V)		290,083	73,968	216,115	289,032	208,773	279,213

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		1,550	2,073	1,552	2,076
資本剰余金		16,506	22,075	16,506	22,075
再評価剰余金		678	907	677	905
剰余金					
法定準備金		155	207	151	202
その他の剰余金		2,977	3,981	3,000	4,012
繰越損益		9,121	12,198	8,005	10,706
当期利益または損失		222	297	1,593	2,130
中間配当		-	-	(458)	(613)
投資補助金		160	214	159	213
税務規制引当金		5,786	7,738	5,935	7,937
自己資本	24	37,155	49,691	37,120	49,644
追加的自己資本	25	11,473	15,344	9,781	13,081
特別委譲勘定	26	2,282	3,052	2,234	2,988
Ⅰ 自己資本および委譲勘定合計		50,910	68,087	49,135	65,713
リスク引当金	27	3,140	4,199	2,688	3,595
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	44,822	59,945	41,720	55,796
非原子力施設廃止引当金	29	772	1,032	667	892
従業員給付引当金	30	11,616	15,535	11,430	15,286
その他の費用引当金	31	1,526	2,041	872	1,166
費用引当金		58,736	78,554	54,689	73,141
Ⅱ 引当金合計		61,876	82,753	57,377	76,736
金融負債	33	52,855	70,688	55,171	73,786
前受金および中間払前受金	32	7,188	9,613	7,050	9,429
営業、投資およびその他の負債	32	34,673	46,372	32,322	43,227
現金性金融商品	32	5,075	6,787	4,387	5,867
繰延収益	32	3,202	4,282	3,112	4,162
Ⅲ 負債合計	32	102,993	137,743	102,042	136,471
未実現為替差益（Ⅳ）	34	336	449	219	293
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		216,115	289,032	208,773	279,213

キャッシュ・フロー計算書

注記	2020年度		2019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）	(184)	(246)	2,198	2,940	
償却費、減価償却費および引当金繰入額	8,071	10,794	5,393	7,213	
資産譲渡（益）／損	(524)	(701)	(181)	(242)	
金融収益および費用	(780)	(1,043)	(557)	(745)	
運転資本の変動	719	962	1,012	1,353	
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	7,302	9,766	7,865	10,519	
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）(1)	841	1,125	(787)	(1,053)	
法人所得税の支払額	(776)	(1,038)	(452)	(605)	
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）(A)	7,367	9,853	6,626	8,862	
投資活動：					
有形固定資産および無形資産への投資	(5,848)	(7,821)	(6,365)	(8,513)	
有形固定資産および無形資産の売却による収入	15	20	23	31	
金融資産の変動(2)	(4,424)	(5,917)	251	336	
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）(B)	(10,257)	(13,718)	(6,091)	(8,146)	
財務活動：					
新株式への転換および/または既発行株式と交換可能な無担保 優先グリーン・ボンド（OCEANes Vertes）の発行(3)	2.4.1	2,569	3,436	-	-
借入債務および引受契約の発行(4)		9,928	13,278	5,109	6,833
借入債務の返済および引受契約による支払(4)		(11,815)	(15,801)	(3,522)	(4,710)
支払配当金	24	-	-	(58)	(78)
永久劣後債の発行および償還（費用控除後）	2.4.2	2,081	2,783	(636)	(851)
委譲運営資産に対する受取拠出金		7	9	5	7
投資補助金		9	12	4	5
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）(C)		2,779	3,717	902	1,206
現金および現金同等物の純増加／（減少）額（A）+（B）+（C）		(111)	(148)	1,437	1,922
現金および現金同等物の期首残高(5)	22	(80)	(107)	(1,564)	(2,092)
為替変動の影響		(102)	(136)	15	20
現金および現金同等物に係る金融収益		38	51	31	41
その他		(1)	(1)	1	1
現金および現金同等物の期末残高(5)	22	(256)	(342)	(80)	(107)

(1) この項目の変動は、主に、2020年度の受取配当水準が2019年度に比して上昇したこと（注記13を参照）および為替差損益によるものである。

(2) これらの変動は、主に、子会社貸付金の増加によるものである（注記18を参照）。

(3) 額面価額2,400百万ユーロ（注記2.4.1を参照）、および発行プレミアム169百万ユーロ。

(4) 2020年度に、EDFは買戻契約の下で7,353百万ユーロの債券を複数の銀行に譲渡し、これに対応する(6,532)百万ユーロの返済を行った。これらの取引は、借入債務の発行および返済を報告する科目に表示される。これらの買戻取引以外に、2020年度の「借入債務および引受契約の発行」ならびに「借入債務の返済および引受契約による支払」における変動は(4,295)百万ユーロの減少であり、特に、2019年度の社債発行、プレミアム控除後の合計(3,015)百万ユーロに対し2020年度には同等のものがなかったこと、および2020年度中の社債償還の増加(567)百万ユーロによるものである。

(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、フランス法に準拠し、フランス(ワグラム通り22-30、パリ75008)において登記された、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、フランスの現行の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。

これらの財務諸表はまた、2020年5月18日にANCにより公表され2020年7月3日および24日ならびに2021年1月8日に更新された「2020年1月1日以後に作成された財務諸表およびポジションにおいてCovid-19事象の影響を考慮に入れるための推奨事項および見解」にも準拠している。

適用された会計処理および評価の方法は、2019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。

金融およびエネルギー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した主要な取引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(2020年度上半期に両原子炉とも永久に閉鎖された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。その他のシリーズ(1,300MWおよび1,450MW)は比較的新しく、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った。

ビュジェ2号機および4号機の4回目の10年検査が2020年度に開始され(それぞれ年初および年末)、2021年度に同時に実施される10年検査の数は5件に増えた。

第4回定期検査の「一般」フェーズの結論を考慮して、900MWシリーズの原子炉に適用可能な技術指示書を設定する原子力安全当局ASN(Agence de sécurité nucléaire)の決定は、2021年2月末までに公表される見込みである。

2020年4月にフランスの複数年エネルギー計画(PPE)が最終的に採択されたことを受けて(注記3.1を参照)、2020年12月31日現在のEDFの財務諸表には、稼働年数が50年に到達する前の2027年および2028年に実施される原子炉2基の早期閉鎖の影響が反映されている。どの原子炉を閉鎖すべきかの決定をまだ行う必要がないため、可能性あるさまざまな閉鎖シナリオに基づ

いて、減価償却計画が2020年7月1日から加速された。これに対応して、2020年6月30日現在で原子力引当金の再見積りが行われた（注記28.3を参照）。

1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的にEDFが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの再見積りを行っている。

EDFは、2020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（注記28を参照）。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析が注記28.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価にも、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、ならびに長期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。
- ・ 使用済燃料管理の契約条件の変更。
- ・ 割引率ないしインフレ率等の一定の財務的パラメータの変動。
- ・ 原子力施設の減価償却期間（稼働中の原子力発電所に関する廃炉引当金の算定は、関連する資産の減価償却期間、即ち900MWシリーズの発電所については50年、1300MWシリーズおよびN4シリーズの発電所については40年を基礎とする）。

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。

2020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、2020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。

EDF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、電力の引渡時に売上収益に認識される。さらに、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、ARENH価格は当初の設定以来変更されていないものの、当該価格には発電容量メカニズムが発効した2017年1月1日以来、発電容量価額が含まれていると考えられている。
- ・ 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。

SaaS（サービスとしてのソフトウェア）に関して支払われるロイヤリティは、通常、サービスの提供時に費用計上される。SaaS契約が無形資産計上に適格となるには、固定期間の当該ソフトウェアへのアクセスに加え、ユーザーに支配権を付与しなければならない。

研究開発費以外の無形資産は、内部創設か購入かに関わらず、その耐用年数にわたり定額法で償却される。

1.5 有形固定資産

EDFの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、以下の2つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ EDF所有有形固定資産、基本的に原子力発電施設
- ・ 委譲運営有形固定資産

1.5.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に起因するその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記1.15を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる(注記1.15を参照)。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産に計上され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

EDFは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に必要である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
・ 化石燃料火力発電所（主にCCGTコンバインドサイクル・ガスタービン発電所）	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
- ・ 委譲者がフランス政府である水力発電委譲

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラルに具体的な規定がないことから、1975年の委譲運営業者向け会計処理指針に基づいている。

1.5.3.1 公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部公共配電網の委譲運営者であり、公的機関により承認された、標準的な委譲規定に基づく委譲契約に従っている。2018年度以後に署名された委譲契約は、2017年度に全国委譲元当局連合会（Fédération

Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR) およびフランス都市との間で協議された委譲モデルに従っており、その他の委譲は1992年度にFNCCRで署名され（2007年度に更新され）た委譲モデルに従っている。

委譲資産は、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。

1999年より前の委譲に係る水力発電委譲資産は、水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成るが、それ以後の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）も含まれている。

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ている。

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。ただし、電気機械設備については50年の期間にわたり減価償却される。

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）。

2012年より前に満了した委譲の大部分は、当初期間75年に係るものであり、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18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、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、年次で更新されるシナリオ作成手続内で見積られる。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、AIE、IHS、Wood MackenzieまたはAurora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まれる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含まれる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

非連結企業の上場有価証券の使用価値は株式市場における株価を基礎とする。

EDFグループの連結対象会社の非上場および上場有価証券に係る使用価値は、必要に応じて、専門家の評価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、核サイクル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、対外成長取引もしくは減資により取得した自己株式も含まれる。

株式は取得原価で計上されている。譲渡税、専門家報酬、手数料、法務費用および購入費用は、その他の投資について選択可能な会計処理方法により、すべて費用計上される。

投資有価証券（株式および債券）は取得原価で計上される。特定の有価証券の評価額がその取得原価を下回る場合には、他の有価証券に係る未実現利益により相殺されることなく、その未実現評価損の全額について引当金が設定される。上場有価証券の評価額は、株式市場における株価を考慮して個々に評価される。非上場有価証券の評価額もまた個々に評価されるが、その際、主に参照するのは当該会社の成長見込みおよびその株価である。

1.7.3 その他の金融資産

グループの事業の一環として、EDFは外貨建の短期貸付金を子会社に供与している。

外国為替リスクに対するエクスポージャーを低減するために、EDFはこれらの貸付資金を、主に外貨建およびユーロ建の短期コマーシャル・ペーパーの発行に併せて、為替ヘッジ・デリバティブを使用して調達している。資産計上された債権は額面価額で計上され、評価額がその帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

1.8 棚卸資産および仕掛品

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接原料費（ヘッジの影響を含む。）、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法により評価される。温室効果ガス排出権および省エネ証書の消費については、FIFO（先入先出）法により評価している。

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のいずれか低い方の額をもって計上される。

1.8.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質。
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の評価額は、原料費、労務費および下請けサービス（例：フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

2007年3月21日付省令に定義された「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）に基づき発行される証書（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、または信用損失実績に基づく引当マトリクスを参照して評価される。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引当金が計上される。

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およびあらゆる発行プレミアムは、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）。

OCEANE債発行の特定のケースにおいて（注記2.4.1を参照）、EDFは、プランコンタブルジェネラルの第212-10条により認められる通り、発行プレミアムの認識に「2取引」方式を適用し、償却に利息法を適用した。

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ANC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。

発行費および発行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、委譲中に委譲者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、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

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拋出金。
- ・ 1959年1月1日の前日までおよび1977年1月1日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- ・ 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年1月1日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年再評価引当金は関連資産の除却時に自己資本に振り替えられる。

1976年度の再評価によって生じた再評価剰余金純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拋出金は、当該資産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、類似の取引ないし業務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。

1.15.1 原子力発電関連引当金

稼働中の原子力発電所廃炉引当金については、固定資産に関連している。

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。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または費用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。
- ・ 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は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。フランス特有の義務および最終的な拋出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。
- ・ 発電所の廃炉費用。
- ・ 原子炉が閉鎖された際の原子炉内の燃料に関連する費用（炉心核燃料引当金）。これらは、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内の燃料在庫の原価、その燃料処理ならびにこれらから生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

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。

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ANC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ANC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

EU指令2003/87/ECは、欧州連合についての温室効果ガス排出枠取引制度を定めた。

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

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（Covid-19パンデミックの影響を含む）

2.1 新型コロナウイルス感染症（Covid-19）パンデミックの影響

Covid-19パンデミックによって引き起こされた経済的混乱により、2020年度においてEDFグループの活動の多く、特に原子力発電、作業現場、供給およびサービスが著しい影響を受けた。

2020年4月14日⁽¹⁾に当グループは、減価償却費および償却費控除前営業利益の下限（175億ユーロ）を含む、2020年度に係るすべての財務目標を撤回し、2021年度についても同様とした。当グループは、2020年7月31日に減価償却費および償却費控除前営業利益に関する2020年度の新たな目標を公表し、その範囲を152-157億ユーロと設定することができた。これは、第3四半期の成績が公表された2020年11月13日に確認され、その後、当年度下半期にこの危機的状況下にある原子力発電量増加に関する透明性が増したことを考慮して、2020年12月16日に160億ユーロ強に上方修正された。

(1) 2020年4月14日付プレスリリース「COVID-19衛生危機の影響に関する最新情報」を参照。

原子力発電

2020年4月16日付プレスリリース⁽²⁾において発表された通り、Covid-19危機によりEDFは、原子力発電所で働く作業員を保護するためにすべての業務を調整する必要があった。業界の保守プログラムに基づく作業、特に保守停止期間中の計画された作業が著しい影響を受け、その結果、発電容量が減少した。このためEDFは、送電管理者であるRTEと協力して、2020年から2021年の冬期中を通じて安定した電力供給の確保に貢献すべく、原子炉の保守停止スケジュールを調整する必要があった。その結果、一部の原子炉は燃料節約のために停止された。

(2) 2020年4月16日付プレスリリース「EDFが年間原子力発電量予測を改訂」を参照。

さらに、フランスのロックダウン中の景気後退により、電力消費量が通常の水準⁽³⁾と比較して最大20%減少し、その結果、発電所の利用率が低下した。

(3) *rte-france.fr - L'impact de la crise sanitaire (COVID-19) sur le fonctionnement du système électrique* (2020年4月8日付、フランス語のみ)を参照。

Covid-19パンデミックの結果として取られた措置（社会的距離、従業員の組織的行動、現場作業員の人数制限）により、作業完了にかかる時間が長期化した。その結果、原子炉の停止期間は、従業員の稼働可能性の低下および生産性の低下という二重の制約下で長期化した。従って、業界の保守プログラムは、計画された作業を業界の発電容量に合わせて調整し、特に2020年から2021年の冬期について、稼働中の原子炉の数を電力網の必要性に対応させるよう改訂された。

この危機によりEDFはまた、将来年度における原子炉停止スケジュールも修正することとなった。原子炉の停止は、特に冬期における電力の需給バランスを常に確保しながら、燃料管理、規制上の要件の遵守、業界の発電容量に対応するための計画作業など多くの制約を受ける状況での複雑な最適化に依存する。原子炉の停止は、電力網の必要性と業界の資源を参照して数年前に計画されているため、ある年度から翌年度への停止の延期は、それ以降の年度の保守プログラム、従って予想発電量に連鎖的な影響を及ぼす。

これを受けて、EDFの2020年4月16日付プレスリリースに、フランスの年間原子力発電量の改訂後の見積値が記載された。Covid-19パンデミックおよび原子力発電所の供給力に影響を与えるその他の要因による結果を反映して、2020年度は約300TWhであり（2020年2月14日付で発表された375TWhから390TWhの間に対し）、2021年度および2022年度の各年は、330TWhから360TWhの間であった。

その後、2020年7月2日⁽⁴⁾に、EDFグループは、2020年度のフランスの年間原子力発電量に関する当該見積値を、約315-325TWhに上方修正したと発表した。

(4) 2020年7月2日付プレスリリース「EDFが2020年度の年間原子力発電量の見積値を上方修正」を参照。

これらの改訂は、4月16日付見積値の発表時点における予想よりも早期に作業が再開されたために行われた。2020年度における計画停止期間は、作業再開目的で観察された現場の状況を考慮して調整された。EDFは、同一作業に従事する者の人数を限定するよう作業の仕組みを調整することや在宅勤務の取決めの活用により立入制限区域の出入りを最適化することによって、ウイルスの感染拡大防止に必要な対策を講じながら、2020年度プログラムによる数件の停止を当年度上半期中に完了し、かつ稼働中の原子炉の作業を継続することができた。Covid-19パンデミックの結果、当年度下半期は、当初の計画よりも多くの原子炉が計画保守停止中の状態で開始した。

2020年度下半期中の保守停止の予想を上回る好成果のため、11月13日には年間原子力発電量の見積値を325-335TWhに改定し、その後、2020年12月16日には335TWhに近い旨を発表することが可能となった。最終的に2020年度の原子力発電量は335.4TWhとなり、2019年度を44.1TWh下回った。これは、合計32.9TWhのCovid-19パンデミックによる直接的および間接的影響（需要および停止時期に応じた調整、停止中の作業に影響を与えるウイルス感染拡大防止対策に伴う制約）に起因する。また、パンデミックの影響と同様に、2019年度と比較した原子力発電量の減少は、主にフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖および3件の複雑な停止の期間延長に起因する。

顧客および供給業者向け支援

2020年4月16日付プレスリリース⁽¹⁾に記載された通り、EDFは、Covid-19パンデミックに関連して顧客を支援するための具体的な対策を導入した。

(1) 2020年4月16日付プレスリリース「*Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients*」(フランス語のみ)を参照。

フランスにおける最初の公式の公衆衛生緊急期間である3月24日から7月10日までの間、EDFは、電力およびガス供給のすべての削減および中断、ならびにすべての支払遅延ペナルティを2020年9月1日まで一時停止することにより、すべての住宅顧客に対し電力供給を保証すること、また、さらに柔軟な支払条件および期日を提示することにより困難な状況にある顧客を支

援することを決定した。このように当社は、フランス政府が導入した対策（通常は冬期月間が対象である居住者の立ち退きおよび顧客の電力供給中断の禁止期間を2020年7月10日まで延長する等）より、範囲と期間の両面でさらに進んだ措置を講じた。

事業顧客については、EDFは、政府が採用した条例および政令に従って、国の連帯基金に適格な顧客から要請された支払延期を許可するために必要なすべての措置を講じた。該当する小規模事業は、フランスの最初の公衆衛生緊急期間の終了日（2020年7月10日）までに期日が到来する請求書について繰延払いを要請する権利が与えられた。当該繰延額は、当該日の翌月末日から6か月の期間にわたり配分された。

その後、フランス政府は、2020年10月17日から当初2021年2月までとして2回目の公衆衛生緊急期間を宣言したが、これはその後2021年6月1日まで延長された。住宅顧客については、EDFは、フランスで11月1日に始まる標準的な冬期の立ち退きおよび電力供給中断の禁止に加えて、さらなる措置を講じた。困難な状況にある顧客を保護するために、EDFは、2021年1月15日まですべての電力供給の削減を一時停止すること、当該期間中に発行された請求書に対しては支払遅延ペナルティを適用しないこと、および顧客に支払期限の延長を認めることを決定した。これらの措置に伴う回収不能リスクの増大は、2020年12月31日現在の顧客債権に対する引当金の算定に組み込まれている（注記2.1.2を参照）。事業顧客については、EDFは、Covid-19の緊急事態に関する2020年10月付フランスの法律により要求される請求書の繰延払いを、該当する顧客の範囲を定義する適用令が公布され次第、速やかに許可する準備が整っていた。当該適用令は未公布であるため、事業顧客セグメントの債権回収は引き続き通常法律に従っており、EDFによる特段の措置は講じられていない。

さらに、2020年4月2日付プレスリリース⁽²⁾で説明された通り、パンデミックによる景気後退の中で超小規模、小規模および中規模の供給業者を支援するために、EDFグループは、フランスにおける契約期間の60日より早期に供給業者の請求書を決済することを決定した。これは当初、2020年3月31日現在でEDFにより確認済みであった完了サービスに適用され、EDF SAは、超小規模の供給業者に対しては4月中旬までに、小規模および中規模の供給業者に対しては4月末までに、供給業者の介入を要することなく支払いを行った。Enedisも同等の措置をとった。この第一弾の早期支払は、フランスの当グループ全体で合計約190百万ユーロに上る20千件超の請求書に関係した。当該実務はその後、2020年7月10日に終了した最初の緊急期間に沿って、当年度上半期末まで段階的に延長された。このため、EDFは、フランスの超小規模、小規模および中規模の供給業者について、2020年4月から6月までの間に約261百万ユーロの請求書を契約期日前に決済した。当年度上半期に実施されたこれらの措置は、2020年12月31日現在のEDFの運転資本に影響を与えていない。

(2) 2020年4月2日付プレスリリース「EDFグループは公衆衛生危機に取り組む決意で団結」を参照。

2020年度に係る損益計算書に対するCovid-19パンデミックの影響額の見積り

AMF（フランス市場監督機関）およびANCの勧告に従い、EDFはCovid-19の結果として、損益計算書において通常使用する分類と異なる分類を適用していない。EDFの財務諸表に対するパンデミックの影響額について信頼性のある見積りを作成するために、2020年6月30日終了上半期および2020年12月31日終了年度について、EDFの各企業および中央において詳細な分析が実施された。EDFの損益計算書項目に対するCovid-19パンデミックの主な影響額の見積りは以下の通りである。

2020年12月31日現在の売上高に対するパンデミックの影響額は、原子力発電量の減少および電力需要の低下（卸売市場における販売価格の下落につながった）を反映して、マイナス1,117百万ユーロ（または売上高合計の約-2.5%）と見積られている。

CSPE（営業補助金にて認識）に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は37百万ユーロの減少であり、これは、島部地域（相互接続されていない地域）の電力需要の低下によるエネルギー購入および発電の超過コストの低下によるものであった。

2020年12月31日現在の購入燃料およびエネルギー費用に対するCovid-19パンデミックの影響額は、これに起因する原子力発電量ならびに電力およびガス需要の減少により、約203百万ユーロの減少と見積られている。

パンデミックはまた、サービスおよびその他購入品使用分に対し、いくつかの種類の影響を反映して、見積減少額260百万ユーロの影響を与えた。

- 電力需要の低下に伴う引渡費用の減少105百万ユーロ。
- EDFのさまざまな事業における現場作業の遅延または延期により、資産計上されない購買が減少した。
- Covid-19パンデミックに関連して発生した追加費用（保護装置、手指消毒剤等）。

- ・ ロックダウンおよび移動の制限や在宅勤務の義務化等の公的機関によって導入されたさまざまな措置による購買の減少（旅行、研修およびセミナー等の減少）。

人件費は、主に当社が導入した事業回復計画に関連して、約68百万ユーロ増加した。この金額には、従業員休業手当の費用に関するパンデミックの不利な影響が含まれている。

最後に、引当金繰入額および減損（戻入額控除後）は、営業債権の減損の再評価による85百万ユーロおよび廃炉作業の延期を余儀なくされた永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金の増加による45百万ユーロを含む、約118百万ユーロまでの不利な影響を受けた。

上記の見積影響額は、以下のアプローチを適用して、財務諸表に係る決算の一環として、EDFが作成した特定の報告書から作成された。

- ・ 事業活動水準の低下または現場作業の延期に伴う影響は、2019年度の対応期間との詳細な比較分析もしくは年度内予測に基づいている。電力およびガスの需要減少による売上高への影響は、その他の影響（気象効果、ポートフォリオの変動等）を考慮した消費予測モデルに基づく分析に基づいている。原子力発電量への影響は、稼働中の発電所別の発電の分析（特に調整について）ならびに、燃料再装荷または定期保守のいずれの目的のためかを問わず、2020年度のパンデミック危機が始まった後に計画停止が予定されていたユニットの停止に関し、2020年度の危機的状況下での停止に費やされた活動および時間を停止モデルおよび2019年度に完了した実際の作業と比較することによって行われる詳細な分析に基づいている。
- ・ 算定された見積額は、事業活動の低迷および販売・生産量の減少に関するCovid-19パンデミックの財務上の影響を評価することを目的としている。パンデミックのみに直接帰することが困難であることを理由に、これらの見積額は、当該期間中に観察された市場価格等、危機に相関性のある価格効果の影響を含めていない。さらに、これらの影響額は、パンデミックに対応して当グループが実施した行動計画の影響を含めていない。
- ・ 公衆衛生危機に関連して発生した追加費用（保護装置、手指消毒剤等）、および危機に伴う特定の対策もしくはリスクの評価は、会計情報システムに記録された数値に基づくものである。

その結果、2020年12月31日現在の営業利益に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は約(862)百万ユーロである（2020年6月30日現在約(472)百万ユーロ）。

12月31日現在でEDFが知り得た情報を反映している一部の見積額は、特に顧客債権の回収不能リスクについて、本質的に不確実である。最終的な状況は、危機がどのように終結するか、より広範には2021年度の経済状況に応じて、年度末の見積りとは異なる可能性がある。

最後に、この財務成績は、2020年度上半期において、金融市場の下落により著しい影響を受けたことに注意が必要である（当年度上半期の要約財務諸表に対する注記8を参照）。当年度下半期における金融市場の動きは、特に専用資産ポートフォリオ管理に関するEDFの戦略的選択と相まって、2020年12月31日現在のEDFの金融損益および臨時損益に対する影響を限定的なものとした（注記13および14を参照）。

2.1.1 流動性リスク

当年度上半期の要約財務諸表に記載されている通り、2020年6月30日現在、EDFは、120億ユーロの市場性のある有価証券ならびに136億ユーロの現金および現金同等物を含む強固な流動性ポジションを有しており、これにはCovid-19パンデミックの関連で2020年度上半期に買戻契約下で譲渡された有価証券65億ユーロ（当年度上半期の要約財務諸表に対する注記13を参照）、および銀行との間の101億ユーロの未使用の与信枠が含まれていた。

2020年12月31日現在、EDFは、128億ユーロの市場性のある有価証券ならびに54億ユーロの現金および現金同等物を含む強固な流動性ポジションを有しており、これにはCovid-19パンデミックに関連して買戻契約に基づき譲渡された債券について銀行数行に既に返済した額を控除後の受取現金8億ユーロ（注記20(4)を参照）、および銀行との間の105億ユーロの未使用の与信枠（注記36を参照）が含まれていた。

2.1.2 売上高および営業債権

営業債権の減損

EDFは、信用損失の実績に基づく引当マトリクスを参照することにより、営業債権の減損を計算している。

中央政府によって導入された支援策、およびEDFが顧客のために実施した支援策にもかかわらず、Covid-19パンデミックにより回収不能債権の額が増加する可能性が高いが、2020年12月31日現在ではまだ顕著ではなかった。実施したリスク分析の結果、パンデミックによる営業債権の減損の増加85百万ユーロが、損益計算書の引当金繰入額および減損に計上された。

この減損の増加は主に、慣習的に使用されている引当マトリクスが、特にフランスの事業顧客セグメントにおいて、パンデミックの結果、支払期間の長期化を反映して、ポートフォリオのより幅広い基盤の債権に適用されている事実に起因する。また、現行モデルには反映されていないCovid-19パンデミックによりもたらされた特定の状況を考慮に入れるために、モデル後の修正により引当マトリクスに加えられた調整によっても説明される。これらの修正を決定するために、顧客の種類（住宅顧客および産業部門別の事業顧客）ごとに異なるアプローチが導入された。

住宅顧客セグメントにおいて、現段階では信用リスクの増加は依然として緩やかである（当該ポートフォリオの顧客の大部分は自動引落しにより支払っており、現在までのところ、引落し拒否の増加は観察されていないこと、また、困難な状況にある顧客向けの支援策が導入されたことによる）。ただし、現行の引当マトリクスの構築に使用された過年度からの12か月未満の債権よりも回収不能リスクが高いと考えられるパンデミック開始後に発生した貸倒懸念のあるすべての営業債権について引当率を引き上げ、また、特に2020年10月のINSEE（フランス統計局）による家計へのロックダウンの経済的影響に関する調査に基づきCovid-19パンデミック後のフランスの失業率上昇の見通しを考慮に入れて正常債権についても引当率を引き上げる修正が適用された。事業顧客セグメントでは、ポートフォリオの上層（大規模顧客）において、外部の信用格付を参照する個別のモニタリングでは信用リスクの重要な増加は示されなかった。ポートフォリオの中下層（小規模および中規模事業、超小規模事業）では、（特に外部のマクロ経済予測、例えば、CofaceまたはEuler Hermes等の信用保険会社による出版物に基づいて）可能性あるデフォルト率の上昇を反映するために、当該ポートフォリオ内で最も高いリスクを伴うと判断された事業部門について引当マトリクスが修正された。ただし、当期末に入手可能なデータは、各事業に観察されたデフォルト水準が実際には2020年度において前年度より低いことを示している。これは「遅効性」によるものである。従って、当期末に使用された予測デフォルト率は、2021年度において不良債権が増加する可能性を織り込んでいる。

営業債権の譲渡

一部のグループ企業は、営業債権について非遡及型の譲渡プログラムを利用している。当該プログラムにおける譲受者は、当該契約の非遡及の性質に影響を及ぼすような契約条項の再交渉を試みていない。

ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックおよび2020年3月17日からフランスの公的機関により導入された緊急措置により、非住宅顧客による電力消費量が減少し、これがEDFを含むすべての市場関係者に影響を与えた。

この電力消費量の減少に直面して、一部の供給業者は、ARENHメカニズムの下で2019年11月にEDFから購入した電力量を削減することの不可抗力事由を理由に、約定コミットメントの再検討を求めた。

フランスのエネルギー規制委員会（CRE）の3月26日付決定を確認し、4月17日にフランスの国務院は、関係するエネルギー供給業者が被った損失は「数か月間にわたり事業の存続を（中略）脅かすようなもの」とであると証明されなかった、また「これらの損失は、主務裁判官が当該請求につき判決を下すために必要な期間中に、かかる影響を与える可能性がある」と判断し、2つのエネルギー供給業者協会により提起された申立を却下した。

2020年5月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は、Alpiq、GazelおよびTotal Direct EnergieとのARENH契約について、フランス政府による緊急措置の導入は当該契約の一時停止を必然的に伴い、不可抗力事由を構成するとの判決を下した。2020年7月28日、パリ控訴裁判所は、緊急申請裁判官の決定を支持した。EDFは2020年7月28日にこの判決に対し上訴した。Total Direct Energieは当該進行中の手続に残っている唯一の当事者である。

2020年6月2日⁽¹⁾にEDFは、エネルギー供給業者であるAlpiq、GazelおよびTotal Direct Energieに対し、当該契約が2か月を超えて一時停止された場合に認められることとして、ARENH契約の終了を通知した。この決定は、EDFの権利を保護するための予防措置として行われた。

(1) 2020年6月2日付プレスリリース「EDFがエネルギー供給業者3社にARENH契約の終了を通知」を参照。

この終了に対し緊急申請裁判官に異議が申し立てられ、同裁判官は、2020年7月1日にTotal Direct Energieに関して判決を下し、EDFの契約終了通知の効力を一時的に差し止めた。2020年11月19日にパリ控訴裁判所はその判決を覆し、EDFが2020年6月2日に通知した終了の効力を回復した。

その一方で、これらのエネルギー供給業者3社は6月中旬に、EDFに対し不可抗力事由の終了を通知し、ARENH引渡しを再開された。CREは、当期末のTotal Direct EnergieへのARENH引渡しを一時停止する旨のEDFの要請を、11月19日のパリ控訴裁判所の決定を適用して認めなかったことから、2020年12月10日にEDFは、国務院に対し、CREの決定の取消しを求めて権力の濫用に関する訴訟を提起した。

これらの供給業者3社に対する約15日間の引渡停止（略式手続にてパリ商事裁判所が下した判決から供給業者による不可抗力事由終了通知まで）およびTotal Direct Energieへの引渡しの継続は、EDFにとって、2020年12月31日現在における数千万ユーロの逸失利益に相当する（当該期間中にARENH価格ではなく市場価格で販売された電力量の価格の影響による）。

2020年9月下旬には、Ohm Energieによって、不可抗力により2020年4月から6月までのARENH引渡しの一時停止をEDFが要請したことからEDFが違法に引渡しを継続したとの主張により、ARENH量に係る支払の猶予を求めるさらなる略式手続が開始された。2020年10月23日、パリ商事裁判所はOhm Energieの主張をすべて却下した。

上記の略式手続と並行して、当該案件の内容に関連する複数の訴訟が、不可抗力条項適用の違法な拒否を主張しそれにより引き起こされた不利益へのEDFの損害賠償を要求して、数件のARENH申請者によりパリ商事裁判所に提起された。これらの訴訟は係属中である。

2.1.3 有形固定資産

2020年度における有形固定資産および無形資産への総投資額は5,848百万ユーロであり（キャッシュ・フロー計算書を参照）、2019年度の6,365百万ユーロと比較して、517百万ユーロ減少した。これらの金額は資産計上された発電コストの合計額、2020年度は1,243百万ユーロ、2019年度は1,329百万ユーロを含む。

Covid-19パンデミックは、EDFの有形固定資産および無形資産への総投資額に、2019年度と比較して全体的に緩やかな影響を与えた。

ウイルス感染拡大防止目的のナショナル・ロックダウンおよび実務の導入に伴い、一部の作業プロジェクトは中断および延期され、他の作業プロジェクトは継続したが遥かに遅いペースとなった。当年度下半期における作業再開の速度や強度は、関係する業務により異なる。一部の作業はリモートで実行可能であり、その大部分はエンジニアリング作業であった。

新しい公衆衛生対策自体が、主に追加の予防活動、一部の作業領域での外部資源に係る緊張、および（ウイルス感染拡大防止目的の実務の採用、現場作業員の人数制限等による）特定の操作の完了時間延長の結果として、追加コストを発生させた。現場作業の継続および資産の完成に直接帰属する追加コストは資産計上されている。資産計上対象となる可能性のあった、正常未満の生産活動に起因する重要な影響は、2020年12月31日現在では識別されなかった。延期および中断された作業現場の人員の動員解除ないし再動員のコストは費用計上された。

2019年度から2020年度にかけての総投資額の減少517百万ユーロの大部分はCovid-19の影響に関係なく、以下の通りであった。

- 稼働中の原子力発電所における計画された原子炉停止の一部が延期されると同時に、停止期間が延長され、コストが増加した。2020年10月29日に、EDFは、2025年度までのグラン・カレナージュ・プログラムに関する調整後コストを発表した。新たなコストの見積りは、主に900MW原子炉の第4回10年検査のために実施すべき作業に係る一次調査結果および、前年度の経験と2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの影響に基づく修正後の計画保守停止期間を反映している。
- 2020年3月17日から、必要な安全および危機管理作業（または必須作業の完了）を除き、水力発電プロジェクトの作業が中断され、4月中旬から再開され、作業のペースは実質的に5月末までに通常に戻った。
- 原子力エンジニアリング作業の大部分はリモートで実行可能であった。
- マンシュ地域でCovid-19感染の発生が識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された。フラマンヴィル3プロジェクトの現場作業は、2020年5月4日から段階的に

再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。下半期の作業に基づくと、最終的にCovid-19パンデミックは、2019年度と比較して、2020年度のフラマンヴィル3への投資に重要な影響を与えなかった。なお、主要二次回路接合部の修理作業に係る例外的な追加費用は営業費用に計上された（注記8および10を参照）。

2.1.4 引当金

発電容量メカニズム—インバランス決済の支払

EDFは、2020年度のフランスの原子力発電量予測の上半期中における大幅な下方修正、および2020年6月25日に開催された発電容量競売の結果を考慮して、当年度上半期に係る財務諸表上、発電所運営者の立場において2020引渡年度につきインバランス決済の支払実施を要求される可能性が高いと判断し、2020年6月30日現在でこの目的のために137百万ユーロの引当金を計上した（フランスの発電容量メカニズム運営の詳細については注記1.3.1および3.6を参照）。2020年度に達成された最終的な原子力発電量および、特に当年度下半期のピーク期間中におけるEDFの発電所の供給力を考慮して、この引当金は当年度下半期において、EDFがフランスの発電容量メカニズムに関する義務を果たしたことから取り崩された。

不利契約引当金

EDFは、主に市場価格シナリオの変更を反映する目的で、不利契約（主にガス購入契約および一部の顧客契約）に関する引当金を更新した（注記27を参照）。新たな重要な不利契約は識別されなかった。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金

廃炉に関する進行中の作業は、2020年3月16日から停止された。関係する用地では、規制業務（環境、用地の安全性および危機管理の監視）のみが継続された。作業は2020年5月11日から再開された。

特定種類の現場廃炉作業の一時的な延期の結果、2020年12月31日現在、解体中の原子力発電所に関する廃炉引当金が45百万ユーロ増加した。

2.1.5 その他の資産、負債、収益および費用

上述の情報に加えて、Covid-19パンデミックは、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、（注記1.2に記載したものを除き）、その他の特段の判断、見積りまたは仮定の使用を要しなかった。

2.2 原子力開発

2.2.1 フラマンヴィル3 EPR

2019年度の進展

2019年4月11日⁽¹⁾にEDFは、フラマンヴィル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の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⁽¹⁾にEDFは、フラマンヴィル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。

(1) 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⁽²⁾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。

(2) 2019年7月26日付プレスリリースを参照。

その後、当該作業の結果、ASNとの検討が行われ、ASNは2019年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⁽³⁾。

(3) 2019年10月9日付プレスリリースを参照。

EDFの推奨として記載された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。これは稼働中の原子力発電所向けに開発された技術であり、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。目標は、当該シナリオがASNにより2020年度末までに適格性を認められ妥当性を確認されることであった。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た。

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EPR⁽⁴⁾の予定表および見積建設費用を修正した。

(4) 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）（2019年9月9日付プレスリリースを参照）。

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⁽⁵⁾と設定している。これらの追加費用の大部分は、資産計上ではなく営業費用として処理され、2020年度、2021年度および2022年度に影響を与える。

(5) 2015年のユーロにより、建設中の利息を除く。

2020年度の進展

2020年度におけるフラマンヴィル用地の主要な進展は以下の通りであった。

ホット機能試験の第2フェーズが2019年9月21日に開始され、2020年2月に完了した。ホット機能試験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ものである。

Covid-19パンデミックに関連して、マンシュ地域で感染クラスターが識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された（注記2.1を参照）。当該用地における通常業務は、2020年5月4日から段階的に再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。

開放型原子炉容器の機能試験は、2020年5月21日から6月25日までの間に無事に完了した。

EPRの部分的な試運転を認可するASNの2020年10月8日付決定を受けて、最初の燃料集合体は10月26日に現地に到着し、原子炉建屋のプール内に保管されている。

並行して、品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止要件への準拠性違反があった主要二次回路の非溶け込み接合部の改善作業が継続され、ASNによる最初の承認公表後、2020年8月に数か所の接合部が修理された。EDFはまた、主要二次回路に関する修理の範囲に、蒸気発生器への給水回路上の接合部を含めることを決定した。これらの接合部の修理手順に関する適格性認定は、2021年度下半期中の作業実施を目標に、現在進行中である。現段階では、修理は二次回路の接合部100か所に関係している。

フランスの最初のナショナル・ロックダウンがフラマンヴィル・プロジェクトに与えた影響に関し、2020年度にレビューが実施された。その結果、2019年10月に公表された燃料装荷日ないし建設費用に変更はなかったが、当該プロジェクトの予定ないし費用にもはや余裕がないことが示された。ただし、目標の達成は、多くの要因、特にEDFが提案した主要二次回路接合部の修理方法、具体的には溶け込み接合部の修理に係る溶接ロボットの適格性に関するASNの検証に依存する。

これらの修理作業は、遠隔操作ロボットを含む全工程の承認についてASNが最終決定を下すまで開始できず、これは2021年度第1四半期まで延期された。当該プロジェクトのこのフェーズは、中でもEPRの予定通りの完了に関しクリティカル・パスにある。当該プロジェクトの更なるレビューは2021年度に実施される。

2.2.2 グラン・カレナージュ・プログラムの費用修正

2014年度以来、EDFは、原子炉の安全性を高め、40年を超えて原子力発電所の稼働を継続することを目的とした「グラン・カレナージュ」プログラムを実施している。このプログラムの費用は2015年度に、2014年度から2025年度の期間について550億ユーロ（2013年のユーロ）と見積られた。最適化および延期を経て当該費用は2018年度に、引き続き2014年度から2025年度の期間について、2013年のユーロで450億ユーロ、即ち現在のユーロで482億ユーロに改定された。

2020年10月29日に、EDFは、同期間の当該プログラムの費用を、現在のユーロで494億ユーロに修正した。

新たな費用見積額は主に、900MW原子炉の進行中の第4回定期保守検査に関連して実施すべき作業に係る一次調査結果を反映している。この検査は、安全水準向上のための調査、改良作業および当初計画外の追加設備に重点を置く。当該見積額は、前年度の経験と2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの影響に応じて修正後の、10年検査および部分検査の計画保守停止期間も考慮に入れている（注記2.1を参照）。

グラン・カレナージュ・プログラムは、900MW、1,300MWおよび1,450MWの原子炉で実施される33件の10年検査、ならびに運転開始された非常用ディーゼル発電機56台のうち55台を対象として継続中である。

第4回定期検査の一般フェーズの結論に照らして、900MW原子炉に関する要件を設定するASNの決定は、2021年2月末までに行われる見込みである。

2.3 ロマンシュ・ガヴェ（イゼール）におけるEDFの新たな水力発電所の運転開始

EDFは、10年間の建設工事を経て、フランス最大の水力発電プロジェクトである、フランス南東部イゼール地域にある新たなロマンシュ・ガヴェ水力発電所の運転を開始した。この新たな発電所は発電容量97MWを有し、ロマンシュ河沿いの水力発電量を40%増加させる。このプロジェクトは、フランスおよび欧州で最大の再生可能エネルギー源である水力発電開発へのEDFの取り組みを示すものである。同発電所は、脱炭素化された再生可能エネルギー源を使用して、グルノーブル市およびシャンベリ市（人口230,000人）の年間電力消費量に相当する電力を生産する。

ロマンシュ・ガヴェ水力発電所は、山中にある新たなダムおよび完全に地下にある新たな発電所から構成され、従前の発電所6件および従前のダム5基から置き換わる。ロマンシュ渓谷の景観に境目なく溶け込む同発電所は、環境に配慮し、生物多

様性を保護している。侵入植物の拡散を防ぐために半径25km以内で調達された在来種を移植することにより、ダムの土手に沿って自然が回復されている。

この施設の建設には、委譲運営有形固定資産に認識された408百万ユーロの投資が関係していた（注記16(2)を参照）。

2.4 資金調達取引

2.4.1 新株式への転換および/または既発行株式との交換可能なグリーン・ボンド（OCEANES）の発行

2020年9月8日に、EDFは、新株式への転換および/または既発行株式との交換可能なグリーン・ボンド（OCEANES Vertes）の募集を、額面価額2,400百万ユーロおよび発行価額2,569百万ユーロ（即ち発行プレミアム169百万ユーロ）にて行った。この発行の主な特徴は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	発行日 月/年	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
OCEANES Vertes（注記33（1）参照）	09/2020	09/2024	2,400	ユーロ	0%

これらの債券の発行価格は11.70ユーロ、即ち額面価格の107.00%ないし年間総利回り-1.68%であった。当該債券の額面価格は10.93ユーロに設定され、これにはパリの規制株式市場であるユーロネクスト・パリでの当社の参照価格を32.5%上回る転換プレミアムに相当する⁽¹⁾。

(1) 当該参照価格は、ユーロネクスト・パリにおいて、当該グリーン・ボンドの募集開始日から当該債券の最終価格が同日に決定されるまでの間に観察されたEDFの数量加重平均株価である8.2465ユーロに等しい。

これらの債券の保有者は、それらをEDFの新株式に転換および/または既存のEDF株式と交換する権利を有する。

転換および/または交換比率は、発行条件に記載された希薄化防止および配当保護を含む標準的な調整を条件として、債券1口当たり1株と設定されている。

当該債券は、一定の状況を条件として、当社の選択により満期日前に償還される可能性がある。

既に転換、交換、償還または買戻しおよび消却された場合を除き、当該債券は満期到来時に額面金額にて償還される。

これらの債券は、パリのユーロネクストが運営するユーロネクスト・アクセスTM市場に上場している。

2.4.2 ハイブリッド債の発行

2020年9月8日にEDFは、以下から構成される額面合計21億ユーロの2本のユーロ建ハイブリッド債を新たに発行した。

- ・ 当初クーポン2.875%で当社のオプションによる最初の償還日を2026年12月15日とするノンコール永久ハイブリッド債850百万ユーロ
- ・ 当初クーポン3.375%で当社のオプションによる最初の償還日を2030年6月15日とするノンコール永久ハイブリッド債1,250百万ユーロ

これらの発行は追加的自己資本に計上されている（注記25を参照）。

当社は、当初金利修正日前90日間であればいつでも、このハイブリッド債を現金で償還できる。この日は、期間6.5年のノンコール・ハイブリッド債については6.5年内（最初の金利修正日は2027年3月）、期間10年のノンコール・ハイブリッド債については10年内（最初の金利修正日は2030年9月）、その後は毎クーポン支払日と見込まれる。

決済日は2020年9月15日であり、このハイブリッド債は、同日付けで、ユーロネクスト・パリの組織化された市場での売買が認められた。

これらの発行は、当社の資本構成の恒久的な部分を占めるハイブリッド資本証券による資金調達をおこなう当社の強いコミットメントを示すものである。このハイブリッド債の発行収入は当社の一般的な企業目的のために使用される。

このハイブリッド債はユーロネクスト・パリでの売買が認められている。

2.4.3 ESG基準に連動するStandard Chartered Bankとの与信枠200百万ユーロの署名

2020年10月30日に、EDFとStandard Chartered Bankは200百万ユーロの更新可能な与信枠に署名した。この与信枠のコストは、EDFの3つのサステナビリティKPI、即ちEDFの直接二酸化炭素排出量、保有軽車両の電化、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に連動する。

選定されたKPIは、EDFの主要な環境コミットメント、主に2050年度までのカーボンニュートラル達成のための2030年度までの温室効果ガス（二酸化炭素）排出量の50%削減、および2030年度までのEDF全体の車両電化の完了を反映している。

注記3．フランスにおける規制の変更

3.1 フランスの複数年エネルギー計画（PPE）

2019年-2028年の期間を対象とするPPEが、2020年4月21日付政令2020-456により採択され、2020年4月23日付官報にて公布された。最終的な計画が2019年1月25日および2020年1月20日付で公表された草案と異なる点は、基本的に再生可能エネルギーに関連する。当該PPEは、2028年までに再生可能エネルギーによる電力の設置発電容量を2017年の水準の2倍に増加させ、PPE第1期中に着手予定である6件のプロジェクト提供により洋上風力発電容量を増加させるという目標を設定している。EDFの戦略はこの目標と完全に一致している。

原子力発電量を削減するために、2020年度上半期のフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖（注記5を参照）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、2027年および2028年に早期閉鎖される予定である（特に電力価格および安全供給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年に早期閉鎖される可能性がある）。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。PPE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を規定している。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表したPPE案は、政府が業界とともに、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旨、ならびにこの情報に基づき、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旨を明記した。EDFは、公共機関と協力して、当該事項に関するすべての面において本件の調査および準備に全面的に動員される。

2020年4月のPPE採択により、2027年および2028年の原子炉2基の早期閉鎖に関するさまざまなシナリオを参照して、2020年6月30日現在の原子力引当金の再見積りが行われた。その結果、2020年12月31日現在の原子力引当金（主に廃炉引当金）が32百万ユーロ増加した（注記28を参照）。加速減価償却期間もこれらのシナリオに基づいて見積もられ、当年度下半期に減価償却費が増加したが、EDFの財務諸表に重要な影響は与えなかった（注記1.2.1を参照）。

フェッセンハイム発電所の原子炉閉鎖は、当該発電所の運転認可を終了する2020年2月18日付政令2020-129に準拠して、1号機原子炉について2020年2月22日に、2号機原子炉について2020年6月30日に行われた（注記5を参照）。

既存の原子力施設の規制に係る公開協議

2019年1月25日に公表されたPPE案において発表された通り、2020年1月にフランス政府は、既存の原子力施設の経済的規制ならびにその建設および運営原則の改革計画を推し進める基礎的な判断材料について貢献の要請を開始した。提案された規制は、ARENHメカニズムを置き換え、消費者保護および気候について一般的経済的利益を有するサービス（SGEI）を提供することをEDFに義務付ける予定である。

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は、2020年5月17日に終了したこの協議に参加した。

この関連で、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、可能性ある政府の将来の規制下で原子力事業者が負担する費用の査定を実施し、原子力活動に対する公正な報酬を決定するようCREに委託した。2020年7月7日のフランス国民議会の経済問題委員会におけるヒアリングで、CREのJean-François Carenco会長は、CREがフランスの原子力発電コストに関する報告書を政府に提出したと述べた。CREはまた、2020年7月16日に当該報告書の結論を欧州委員会の競争総局に提出した。

既存の原子力施設を管理する新たな規制の条件は、現在、フランス政府および欧州委員会によって検討されている最中である。

3.2 フランスの規制電力販売料金（「青色」料金）

フランスのエネルギー法第L.337-4条に従い、規制電力販売料金は、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'ÉnergieまたはCRE）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

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一般的経済的利益の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。

域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付欧州指令（EU）2019/944に準拠して、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は規制販売料金の継続を認め、同料金は、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、住宅顧客ないし事業顧客向けに引受電力水準36kVAまで確保されている。

フランスのエネルギーおよび気候法は、非住宅顧客向け規制販売料金の一部廃止の条件を規定しており、これに伴う施行決定は2019年12月31日現在の財務諸表に対する注記3に記載されている。

2020年度における法律の施行は、具体的に以下に関するものであった。

- ・ 規制販売料金に関する顧客の適格性または不適格性の識別。
- ・ データを他の供給業者に利用可能とする。
- ・ 不適格な顧客に対し、規制料金契約の終了日と共に、選択した供給業者との間で2021年1月1日までに発効する市場レート契約に申し込む必要があることを通知する。これを怠った顧客は、現在の供給業者との間で、CREが認証した市場レート契約への切替えを自動的に引き受ける。

料金改定

フランスのエネルギー法第L.337-4条に準拠して、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。

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。

2020年7月2日付決定において、2020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考慮し、エネルギー法を適用して、CREは、住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.54%（税抜き1.82%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.58%（税抜き1.81%）の引上げを提案した。このCREの提案は、2020年7月31日付官報に公告された2020年7月29日付の料金決定において確認され、2020年8月1日付で適用された。

2021年1月14日付決定において、CREは、2021年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.61%（税抜き1.93%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み2.61%（税抜き3.23%）の引上げを提案した。この引上案は、エネルギー供給および発電容量保証のコスト上昇、2019年度および2020年度の規制販売料金に係る費用収益間の差額をカバーする「キャッチアップ」調整、特にCovid-19パンデミックに関連して、2021年度に係る未回収債権予測に関する販売コストの変動、ならびに、引き続き規制料金に適切な非住宅顧客に関する販売コストの調整を特に考慮に入れている。このCREの提案は、2021年1月31日付官報に公告された2021年1月28日付の料金決定において確認され、2021年2月1日付で適用されている。

第2のTURPE 5配電料金（外部供給源からの当該期間の消費に含まれる引渡しサービス）

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%、収益費用調整勘定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%であった。

2020年5月20日付決定によりCREは、中圧および低圧電力網に係る第2のTURPE 5料金の2020年8月1日付の+2.75%の引上げを採択した。この引上げの内訳はインフレ+0.92%、CRCP均衡+1.85%および国務院の2018年3月9日付決定の適用-0.02%である。

3.3 供給業者手数料

2017年12月30日付法律2017-1839により供給業者手数料に関するCREの権限が確認されたことを受け、CREは、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。

3.4 電力平準化基金

中圧および低圧電力網に係るTURPE料金はすべての電力網事業者で同一である。これは効率的な電力網事業者に相当することを条件にEnedis負担費用予測を基礎とし、さらにEnedis電力網の接続消費者数、その消費量および引受電力水準予測を基礎として決定される。

この料金は一部のサービス地域の特定ニーズを常にカバーできるとは限らないため、電力網運営状況の格差を補うために電力平準化基金（FPE）が存在する。エネルギー法は、公共電力網運営に起因する配電コストを公共配電網事業者間で分担することを求めている。コスト配分を算定するための標準公式は、政令および省令にて定義され、EDFのSEIを含むすべての配電網事業者適用される。

2020年7月23日にCREは、電力平準化基金（Fonds de Péréquation de l'Electricité）から、CREの決算分析に基づく評価を選択した事業者であるSEI、Électricité de MayotteおよびGérédisの3社への最終的な配分額を設定する決定を公表した。SEIの配分額は2020年度について198.5百万ユーロである。

3.5 公共エネルギー費用の補償（CSPE）

メカニズム

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った。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った。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た。

- ・ 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に計上された。EDFは、2019年度および2020年度の両年度において、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ている。

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していた。

- ・ 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、後者が資金の大部分を供給している。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た。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た。
- ・ 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。

2020年度第4次改正財政法はまた、以下について、国が支払うべき補償金額を上方修正した。

- ・ 2019年度に負担した公共サービス費用（2019年7月に設定された2019年度費用の再改訂予測と2020年7月に観察された2019年度の実際費用との間に観察された差異総額）
- ・ 2020年度に負担した公共サービス費用（2019年7月に設定された2020年度費用の当初予測と2020年7月に設定された再改訂予測との間の差異の一部）

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拡大したことにより増加していた。

EDFの公共サービス費用

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2020年度の額は8,081百万ユーロである。

2020年度の受取額（払戻しに対する年次抛入金および関連利息を除く）は合計7,732百万ユーロ（特別「エネルギー移行」予算項目からの5,333百万ユーロおよび一般予算からの2,399百万ユーロを含む）であった。

2019年12月31日現在の債権1,647百万ユーロに基づいて、政府がEDFに対して負う営業債権の残高は、2020年12月31日現在、1,974百万ユーロである。この状況は、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1月からの廃止を規定する当初の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、公共電力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、2020年7月17日にCREは、EDFの公共サービス費用の2021年度予測（8,104百万ユーロ）、2020年度の改訂費用予測（8,122百万ユーロ）および2019年度に計上された実績費用（7,585百万ユーロ）を明記した2020年7月15日付決定2020-177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。

2020年度から2021年度の冬期の電力供給確保に関してCovid-19パンデミックにより誘発されたリスクを考慮して、また発電容量メカニズムの有用性および効率を最大化するために、RTEは、一定の条件に対し例外的な調整を行い、供給力拡大の意思がある発電容量事業者に対し一定の規制上の制約を緩和した（特に上方バランス調整料および遅延認証料の免除）。

従って、RTEは、2020年9月18日に発電容量メカニズムに係る現在入手可能な透明性情報の要約を公表し、参加者が今後数年間の当該メカニズムの発電容量保証に関する需給バランス状況を評価できるようにした。

RTEはまた、2020年度向けに更に2回のバランス調整会議を開催し、2021年度の需要応答入札がより魅力的となるよう変更を加えた。入札および引受量は2倍となり、2020年11月から入札可能であった発電容量にボーナスが追加された。

2020年度は、2020年度以降の年度向けの発電容量価格について、6月の入札から大幅な上昇が記録された。これは主に、Covid-19危機の状況下において、市場参加者がピーク期間中の発電所の供給力低下を予想したことにより説明される（注記2.1を参照）。

2017年度、2018年度、2019年度および2020年度の市場参照価格は、それぞれkW当たり10.0ユーロ、9.3ユーロ、17.4ユーロおよび19.5ユーロであった。2021年度の引渡しに向けて2020年度に行われた6回の入札（3月、4月、6月、9月、10月、12月）の結果、価格は、時系列でkW当たり19.5ユーロ、19.2ユーロ、47.4ユーロ、29.5ユーロ、32.7ユーロおよび39.1ユーロであった。

2022年度の引渡しに向けても2020年度に入札が可能であった。行われた4回の発電容量入札の結果、価格は、時系列でkW当たり16.6ユーロ、38.9ユーロ、18.1ユーロおよび18.2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、省エネ義務の第四期（当初2018年1月1日から2020年12月31日まで）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。

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、統制および制裁の数および有効性を増す目的で設計された、当該証書に関する不正対抗措置の章を含んでいる。

当該期間の終了時において提出済証書に不足がある場合には、義務対象参加者は不足分についてMWhc当たり15ユーロの罰金を支払う必要がある。

これらの義務を充足するために、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（断熱材に対する補助金、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た。

EDFは、現在のところ、2021年度末までの獲得証書の増加見込みおよび第四期の延長の複合的効果により、当該期間の終了時における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

2011年に設立された歴史的原子力発電への規制接続のためのARENH⁽¹⁾スキームは、代替供給業者に対し、基本契約に署名後、フランスのエネルギー法の規定に基づいて決定された設定量につき規制価格にてEDFから電力を購入し最終顧客に供給する権利を与える。このスキームは、電力網事業者がエネルギー損失を補うためにも利用可能である。

(1) *Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique*

CREの提案を受けてエネルギーおよび経済担当大臣が決定したARENH価格は、2012年1月以後、MWh当たり42ユーロに維持されている。これは電力引渡しを含み、関連する発電容量保証を組み込んでいると考えられている。

最終顧客の需要を賄うために当該スキームに申請する供給業者に対しARENHシステムの下で販売可能な限度量合計は、当初、年間100TWhに設定されていた。

2020年11月12日付決定2020-277において、エネルギー法の求めに従いCREは、2021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。この決定は、2020年11月にARENHの超過申請があった場合には、削減は該当期間に行われた新規のARENH申請のみに適用される旨を規定した。

当該決定にはまた、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）旨ならびに、EDFが支配する子会社は、ARENHシステムおよび供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨も明記された。規制電力販売料金の算定に係る決定2020-002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。

2020年11月19日付政令2020-1414は、ARENHおよびCSPEメカニズムに関するエネルギー法の規制関連条項を改訂し、供給業者とEDFの間で支払われるARENH価格補足の配分方法を定め、限度量に達した場合のARENH価格補足の算定および配分方法を定める役割をCREに命じた。同政令は、支払に不履行が発生した場合に適用される措置を改訂し、該当する購入者は最初の送電停止時から1年間、ARENH販売を禁止される旨を規定した。

2019年11月8日付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、この当初100TWh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、ARENH引渡し限度量合計を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、2021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。

2021年度の引渡しに係る2020年11月の期間中のARENH申請は、合計146.2TWh（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、引渡し量は合計100TWhであり、前年度と同様にCREが各供給業者の申請を削減した。このほかに、ARENHメカニズムを複製した契約を通じておよび電力網損失を補填するためにEDFが子会社に対し販売した量があった（26.3TWh）。

Covid-19パンデミックに関連して、CREは2020年3月26日付決定2020-071により、ARENHメカニズムから恩恵を受ける供給業者に有利な措置を導入した。当該措置は、2020年度のARENH超過申請に対する「CP2」（価格補足）⁽¹⁾ペナルティを取り消す措置、およびCREの2020年4月9日付決定2020-076に詳述された通り、2020年3月25日付省令2020-316に定義された条件に基づいて供給業者の要請に応じARENH請求書の決済を繰り延べる措置から構成されていた。

(1) *ARENH超過申請に対するペナルティ*

EDFはまた、不安定な状況にある小規模供給業者に対し特別な支払条件を提供した。当該条件の申請方法は、CREの2020年4月9日付決定2020-076により定められた。

ARENHメカニズムに関連する訴訟もまた、Covid-19パンデミックに関連して、一部のエネルギー供給業者から提起されている。詳細については注記2.1に記載されている。

2020年12月17日付決定2020-315においてCREは、政令2020-1414により導入された改訂を組み込むためのARENH基本契約モデルの変更を提案した。また、2020年11月12日付決定2020-277および2020年12月2日付決定2020-285においてCREは、限度量に達した場合のARENH価格補足の算定および配分方法を定めた。

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)	2020年度	2019年度
エネルギー売上高*	41,692	43,831
電力	37,456	38,392
ガス	4,236	5,439
サービスおよびその他の売上高	2,623	2,324
売上高	44,315	46,155

* 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。

2020年度における電力売上高の変動は、主に以下の不利な数量の影響によるものである。

- ・ Covid-19パンデミックの直接的および間接的な影響額合計32.9TWh（注記2.1を参照）による原子力発電量の44.1TWhの減少。
- ・ Covid-19パンデミックに起因して電力需要が低下したことによる、卸売市場での販売価格の下落。
- ・ 2019年度よりも穏やかな2020年度の天候。
- ・ 顧客ポートフォリオにおける変動。

これらの影響は、市場での販売および規制料金販売に係る有利な価格の影響によって部分的に相殺された。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%）、2019年8月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.49%および非住宅顧客向け「青色」料金+1.34%）、2020年2月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+3.0%および非住宅顧客向け「青色」料金+3.1%）、ならびに2020年8月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.82%および非住宅顧客向け「青色」料金+1.81%）の規制料金の指針に起因している。

ガス売上高においては、この減少は主に2020年度における市場価格の下落を背景としたEDF Tradingへの売上高に関連している。

サービス売上高は、2020年度以降の年度向けの発電容量証書価格が6月の入札から大幅に上昇したことから、発電容量証書の売却益に起因して、増加した（注記3.6を参照）。

2020年度の売上高に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は、(1,117)百万ユーロである（注記2.1を参照）。

注記５．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
営業補助金	8,148	7,670

CSPE

営業補助金は、主に、公共エネルギー費用の補償（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、財務諸表上、2020年度に8,081百万ユーロ（2019年度に7,662百万ユーロ）の利益として認識された。この増加は主に、2020年度上半期に観察された電力市場価格の低下、ならびに太陽光発電（+8%）および風力発電（+5%）の購入量の増加に起因して購入義務に関する補助金が増加したことによるものである。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFが2019年9月30日に環境連帯移行大臣およびASNに提出した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に準拠して、EDFは1号機原子炉を2020年2月22日に、2号機原子炉を2020年6月30日に閉鎖した。

2019年9月27日に、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して、フランス政府およびEDFはフェッセンハイムの早期閉鎖について政府がEDFに補償する旨の合意協定に署名した。

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、INB税、解体費用および従業員配置転換費用）の閉鎖後最長4年間にわたる分割支払額。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた。
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。

電力網からの切断以降、フェッセンハイム発電所は約5年間継続する運転後フェーズに入った。当該期間中、1号機および2号機は引き続き「燃料装荷なしの炉心」および「燃料なしの原子炉」として運転され維持される。これは、一連の技術上および管理上の作業を必要とする。

2020年度の2基の閉鎖に伴うすべての運転後費用および収益は、営業費用に計上される。2020年12月31日現在、それらは主に以下を含む。

- ・ 費用113百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費42百万ユーロ、商品およびサービス購入43百万ユーロ、所得税以外の税金、主に給与税、エネルギー税および地方税28百万ユーロ）。
- ・ 協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額50百万ユーロ。これは上述の方法に基づき損益計算書上、営業補助金として認識される。

2020年度の営業補助金に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は(37)百万ユーロであり、これは電力消費の減少に伴い島部地域のエネルギー購入および発電の超過コスト水準が低下したことに起因する。

注記6．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年度	2019年度
リスク引当金の戻入*	27	387	552
年金および類似債務	30	795	826
使用済燃料管理	28	744	890
放射性廃棄物長期管理	28	246	261
原子力発電所の廃炉	28	181	141
炉心核燃料	28	99	-
火力および水力発電所の廃炉		30	35
その他費用引当金		88	187
費用引当金の戻入		2,183	2,340
減損の戻入		253	387
引当金および減損の戻入額合計		2,823	3,279

* 2020年度は、Dunkerque LNGの長期再ガス化容量予約契約に関して2018年度に計上された費用に相当する117百万ユーロ(2019年度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)	2020年度	2019年度
その他の営業収益	745	753
費用振替額	101	96
その他の営業収益および費用振替額	846	849

注記8．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
購入燃料使用分(1)	3,269	3,498
エネルギー購入(2)	16,783	18,232
サービスおよびその他購入品使用分(3)	16,161	16,360
購入およびその他の対外費用	36,213	38,090

(1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（主に核燃料および核分裂性物質、比較的低い割合のガス、さらに極めて低い割合の石炭および石油）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。購入燃料使用分は、2020年度の原子力発電量の減少およびCCG（コンバインドサイクル・ガス施設）のためのガス購入の減少により減少した。

この項目はまた、温室効果ガス排出権の使用分（注記1.19.1を参照）を含む。

- 2020年12月31日現在、排出量は5百万トン（2019年12月31日現在は6百万トン）であった。
- 2020年度にEDFは、2019年度中に発生した排出に関して6百万トンを提出した（2019年度は、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）。

(2) エネルギー購入は電力購入義務に基づく購入を含んでいる。エネルギー購入の減少は主に、市場での電力およびガス購入の減少によるものである。

(3) サービス購入は子会社であるEnedisが請求する配送網接続料を含んでいる。引渡しを除くと、サービス購入は2019年度から2020年度にかけて285百万ユーロ増加し、2020年度はフラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加費用383百万ユーロを含む（注記16(4)を参照）。

2020年度の購入およびその他の対外費用に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は(463)百万ユーロである（注記2.1を参照）。

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)	2020年度	2019年度
給与・賃金に対する税金*	169	144
エネルギー関連の税金	1,242	1,246
地域経済拠出金	500	524
資産税	469	453
その他税金	314	307
法人所得税以外の税金	2,694	2,674

* 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報酬に係る見習税の支払はなかった。

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
給与・賃金	3,694	3,654
社会保障費	2,745	2,799
人件費	6,439	6,453

2020年度の人件費に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は68百万ユーロである（注記2.1を参照）。

この影響を除くと、人件費の減少は、主に、従業員数の減少を反映している。2020年度は、人件費は、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加費用26百万ユーロを含む（注記16(4)を参照）。

	2020年度			2019年度
	管理職	その他	合 計	合 計
IEG従業員	27,187	31,050	58,237	59,349
その他	1,972	2,253	4,225	4,181
平均従業員数	29,159	33,303	62,462	63,530

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)	2020年度	2019年度
無形資産償却費	296	266
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有(1)	3,925	3,401
－委譲運営(2)	292	282
固定資産減価償却費および償却費合計	4,513	3,949
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用	25	26
減価償却費および償却費合計	4,538	3,975

- (1) 2019年11月8日付エネルギーおよび気候法を考慮して、ルアーブルおよびコルドメ石炭発電所の減価償却期間の終了は2019年6月1日に変更されており、ルアーブルの閉鎖を2021年4月1日とする一方で、コルドメは、エココンバスト・プロジェクトの一部としてのバイオマスへの転換の可能性を考慮して、2026年まで操業を継続することとされた。コルドメの期日は、当プロジェクトについて行われる決定次第で変更される可能性があり、当該決定は現在公共機関により審査中である。この期日変更の結果、従来の減価償却期間とくらべて加速償却が認識されており、その金額は2020年度に245百万ユーロであった（2019年度139百万ユーロ）。
- (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	2020年度	2019年度
リスク引当金(1)	27	720	656
年金および類似債務	30	798	674
使用済燃料管理	28	625	535
放射性廃棄物長期管理	28	107	189
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	28	133	105
火力および水力発電所の廃止		-	2
その他費用引当金		210	112
費用引当金		1,873	1,617
減損(2)		383	342
引当金および減損合計		2,976	2,615

- (1) 2020年12月31日現在の増加は主に、エネルギー供給および販売契約に関連している。
- (2) この変動は主に営業債権の減損に関係しており、特にCovid-19パンデミックに関連したものである（注記2.1を参照）。

注記12. その他の営業費用

その他の営業費用は、2020年度に2,738百万ユーロ（2019年度に2,241百万ユーロ）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、撤去または廃棄済資産の正味帳簿価額、および再生可能エネルギー源からの発電事業者を支払われる追加報酬を含んでいる。

その他の営業費用の増加は特に、省エネ証書に関するコストの上昇、および再生可能エネルギー源からの発電事業者を支払われる追加報酬の増加によるものである。この追加報酬は、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。これは、エネルギーを市場で直接販売する生産者に対して、その販売収益と参照価額との差額を補償することにより合理的な報酬を保証することを目的とした支援メカニズムである。このメカニズムは、購入義務システムを補完する。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2020年度	2019年度
投資による収益(1)	1,782	1,427
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)	638	757
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	(1,408)	(1,483)
・ヘッジ後の長期金融負債に係る費用	(1,717)	(1,822)
・その他	309	339
為替差損益	(232)	(145)
市場性のある有価証券売却損益	(106)	(70)
引当金の増減および費用振替額	(3,177)	(2,187)
・従業員給付に係る割引費用	(395)	(614)
・原子力引当金に係る割引費用(3)	(2,558)	(1,988)
・投資有価証券に係る引当金(4)	(49)	550
・引当金、減損の戻入額および費用振替額	535	485
金融損益	(2,503)	(1,701)

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- Enedis (2020年度508百万ユーロ、2019年度556百万ユーロ)。
- C3 Holding (EDF Investissementsグループの持株会社) (2020年度149百万ユーロ、2019年度156百万ユーロ)。
- EDF Holding (EDF Tradingの持株会社) (2020年度443百万ユーロ、2019年度は相当額なし)。
- PEI (2020年度94百万ユーロ、2019年度88百万ユーロ)。
- EDF Immo (2020年度72百万ユーロ、2019年度241百万ユーロ)。
- CTE (2020年度184百万ユーロ、2019年度157百万ユーロ)。
- EDEV (2020年度72百万ユーロ、2019年度38百万ユーロ)。
- Framatome (2020年度47百万ユーロ、2019年度36百万ユーロ)。

(2) 2020年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する6百万ユーロの収益を含んでいる(2019年度24百万ユーロ)。

(3) 2020年度において、原子力引当金の割引費用は、実質割引率が前年度に比して小さかったこと(2020年12月31日現在は2.1%、2019年12月31日現在は2.3%、2018年12月31日現在は2.4%)により増加した(注記28.5.1を参照)。

(4) この変動は主に、2020年度における金融市場の動向が2019年度ほど有利でなかったことによるものである。

注記14. 臨時損益

2020年12月31日現在、臨時項目により純利益425百万ユーロが生じた。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過程で実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益780百万ユーロ。
- ・ 税務上の減価償却超過額の純戻入額175百万ユーロ。

- ・ 国務院の2020年12月11日付決定を受けた税務訴訟引当金の認識(538)百万ユーロ（注記31を参照）。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。2019年度の財務諸表に記載した通り、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した。2017年度に下された2件および2019年度に下された1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の立場を支持したが、当該大臣は控訴した。2020年12月11日付決定において、国務院はヴェルサイユ裁判所の決定を覆し、同裁判所に当該訴訟を差し戻した。

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った。

- ・ 運用ポートフォリオ管理の過程で実施された、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。

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。2020年度の連結納税グループは、Enedis、EDF International、EDF RenewablesおよびDalkiaを含む267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ないと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならないと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2020年度に406百万ユーロの未収法人所得税（2019年度に(605)百万ユーロの法人所得税費用）を計上した。

その内訳は以下の通りである。

- ・ 2020年度の欠損金（臨時項目前）に係る未収税金435百万ユーロ。
- ・ 臨時損益に係る税金費用(230)百万ユーロ。
- ・ 連結納税から生じた調整に対応する未収税金201百万ユーロ。

15.3 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)	2020年12月31日 現在	2019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)	(16,589)	(14,704)	(1,885)
- 金融商品および未実現為替差益	(4,717)	(2,624)	(2,093)
- その他	(529)	(595)	66
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(21,835)	(17,923)	(3,912)
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	2,224	2,256	(32)
- その他	2,678	2,547	131
標準税率を適用される繰延税金負債合計	4,902	4,803	99
- 未課税資産譲渡益	-	-	-
- 15%課税の損失引当金繰入額	(25)	(15)	(10)
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	(25)	(15)	(10)
繰延税金の課税標準	(16,958)	(13,135)	(3,823)
標準税率による将来の税金資産（純額）(2)	4,510	3,369	1,141
軽減税率による将来の税金負債（純額）	4	2	2

- (1) 主として従業員雇用後給付に関係している。2020年度のこれらの引当金はまた、係属中の税務訴訟において暫定的に損金算入可能性が問題となっている費用の将来の損金算入可能性に起因する未実現の節税額を含む（注記14を参照）。
- (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)	2019年 12月31日 現在総額	増加	減少	2020年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	2,109	309	34	2,384
その他	282	5	2	285
無形資産	2,391	314	36	2,669
土地	117	4	2	119
建物	11,613	450	68	11,995
原子力発電所(1)	61,160	4,027	1,750	63,437
電力網以外の機械および設備	13,410	314	317	13,407
EDF所有電力網	1,071	54	-	1,125
その他	1,722	151	135	1,738
EDF所有有形固定資産(2)	89,093	5,000	2,272	91,821
土地	48	-	-	48
建物	10,248	550	12	10,786
電力網以外の機械および設備	1,669	158	14	1,813
委譲電力網	3,019	156	22	3,153
その他	20	-	-	20
委譲運営有形固定資産(3)	15,004	864	48	15,820
有形固定資産(4)	17,756	5,056	5,381	17,431
無形資産(4)	926	578	315	1,189
発注に係る前渡金および未成業務支出金	3,030	-	10	3,020
建設中の資産	21,712	5,634	5,706	21,640
無形および有形固定資産合計(5)	128,200	11,812	8,062	131,950

- (1) 2020年度の原子力発電所の金額の変動は、主に2020年度上半期の発電所の永久閉鎖を受けたフェッセンハイムに関連する資産の認識中止によるものである。
- (2) 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2019年度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1,224百万ユーロおよび2020年度に運転開始したバックアップ・ディーゼル設備の追加20基による影響645百万ユーロを含む。
- (3) 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係る。新たに運転開始したフランス南東部イゼール地域のロマンシュ・ガヴェ水力発電所408百万ユーロがこの分類に含まれている（注記2.3を参照）。
- (4) 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に関係している。進行中の無形資産は、2020年12月31日現在538百万ユーロのEPR2プロジェクトに関する現在実施中の調査を含む（注記3.1を参照）。当年度の投資に対するCovid-19パンデミックの見積影響額は(113)百万ユーロである。
- (5) 2020年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3EPRプロジェクトの資産計上価額は、11,830百万ユーロである(*)（建設中の有形固定資産11,570百万ユーロおよび稼働中の資産260百万ユーロ）。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466百万ユーロならびに、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資産691百万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10,672百万ユーロである。2020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78百万ユーロである。

フランス監査院(Cour des Comptes)は、ERP技術に関する2020年7月の報告書において、同院の計算によると、EDFが公表した建設費用124億ユーロ（2015年のユーロ）に加えて、フランスGAAPでは資産計上されない利息費用42億ユーロを含む67億ユーロ(2015年のユーロ)にのぼる可能性がある追加コストがかかる旨を発表した。上述のとおり、2020年12月31日現在、その他の資産計上されたプロジェクト・コストは12億ユーロである。フラマンヴィル3EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加費用は資産の製造原価に算入できない異常原価である。これらは2020年度に、サービ

スおよびその他購入品使用分383百万ユーロ（注記8(3)を参照）および人件費26百万ユーロ（注記10を参照）から構成される409百万ユーロで費用に計上された。

（＊）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)	2019年 12月31日現在 累計額	増加	減少	2020年 12月31日現在 累計額
ソフトウェア	1,175	283	32	1,426
その他	130	12	2	140
無形資産	1,305	295	34	1,566
土地および建物	7,576	344	62	7,858
原子力発電所*	41,534	2,895	2,271	42,158
電力網以外の機械および設備	8,997	638	327	9,308
EDF所有電力網	532	31	-	563
その他	1,133	143	124	1,152
EDF所有有形固定資産	59,772	4,051	2,784	61,039
土地および建物	6,618	146	10	6,754
電力網以外の機械および設備	1,084	33	13	1,104
委譲電力網	1,264	85	21	1,328
その他	10	1	-	11
委譲運営有形固定資産	8,976	265	44	9,197
建設中の有形資産	94	25	35	84
減価償却費、償却費および減損合計	70,147	4,636	2,897	71,886

* 2020年度の原子力発電所の減価償却費の変動は、主に2020年度上半期の発電所の永久閉鎖を受けたフェッセンハイムに関連する資産の認識中止およびこれらの発電所の引当金に関連する資産の減損の実質割引率の2020年12月31日現在の変更の影響によるものである。

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に記載した当社の通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2020年12月31日現在5.2%の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られる。現在稼働中の原子力資産については、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を50年と仮定している。また、フランスの複数年エネルギー計画に記載された900MW原子炉2基の早期閉鎖に関する提案も組み込まれている。

減損テストは、フラマンヴィル3に関する直近の予測を考慮に入れている（注記2.2.1を参照）。当該予測では、プロジェクトの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124億ユーロ（2015年のユーロ）に更新し、従前の見積額から15億ユーロ増とした。これは主に、溶け込み接合部の修理に関する例外的な追加費用に起因している。テストは、これらの追加費用が、主に営業費用に含まれることを想定している。

当年度末現在の減損テストは、2020年6月30日現在のテストと同様に、回収可能価額が2019年12月31日現在よりも減少したことを示しているが、帳簿価額に対しては引き続き相当な余裕がある。不利なマクロ経済環境（中長期の価格シナリオ、WACC）に加えて、回収可能価額の算定には特に、発電量に関する変更後の仮定およびEDFの発表に沿ったグラン・カレナー

ジュ・プログラムに関する追加費用（特にCovid-19パンデミックの結果として）、逆に国の復興計画が発電税に与える好影響が含まれる。

テストの主要な仮定は引き続き、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変更、ならびに発電容量収益に関係する。これらの各仮定について感応度分析が行われており、その結果は帳簿価額と回収可能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)	2020年12月31日現在 累計額	2019年12月31日現在 累計額
投資(1)	60,006	59,479
投資に関連する債権	51	53
投資有価証券(2)	24,347	22,350
その他の投資	199	273
CSPE債権(3)	-	684
子会社貸付金その他の金融資産(4)	16,422	12,026
金融資産合計、総額	101,025	94,865
投資および関連債権の減損	(712)	(578)
投資有価証券の減損(5)	(293)	(220)
減損合計	(1,005)	(798)
金融資産合計、純額	100,020	94,067

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- EDF Pulse Croissance Holdingの増資引受（127百万ユーロ）
- 以下を含む、EDF Investによる新規投資；
 - ・ C72 (Energy Assets Group (EAG)を所有)の増資引受（178百万ユーロ）。
 - ・ C76 (米国の風力発電所と太陽光発電所を所有)の増資引受（64百万ユーロ、注記38.2.5を参照）。
 - ・ C80 (カナダの風力発電所を所有)の増資引受（74百万ユーロ、注記38.2.5を参照）。
 - ・ C81 (ポルトガルの風力発電所を所有)の増資引受（48百万ユーロ、注記38.2.5を参照）。
 - ・ C66 (ドイツの不動産を所有)の増資引受（25百万ユーロ）。
 - ・ C78 (フランスの不動産を所有)の増資引受（18百万ユーロ）。

2020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。

- (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2020年度に正味売却益780百万ユーロが発生した（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から構成される債権。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2020年度中に受け取った払戻額は利息を含め690百万ユーロであった（2019年度1,399百万ユーロ）（注記3.5を参照）。2020年12月31日現在、EDFの金融債権は国から全額払戻された。
- (4) 2020年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計16,378百万ユーロであり、EDF Internationalに対する10,877百万ユーロ、EDF Renewablesに対する2,083百万ユーロ、Dalkiaに対する1,331百万ユーロ、Enedisに対する931百万ユーロおよびPEIに対する643百万ユーロを含む。
- (5) この項目の変動は、主に、2019年度ほど有利でなかった2020年度の金融市場の展開の結果、当年度中に投資有価証券およびその他の投資の減損を認識したことによる（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の総額	2020年12月31日現在減損計上額	資本保有率(%)	2019年12月31日現在自己資本	2019年度純利益	2020年度受取配当金	2019年度売上高
I 子会社							

＊持株会社

EDEV	6,891	-	100	6,366	76	72	n.a.
EDF International	25,930	-	100	18,042	(655)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1,048	142	94	839
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,588	477	443	-
Société C3	11,196	-	100	11,483	157	149	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,488	76	72	-
EDF Group Support Services	n.a.	-	100	2	1	1	161
CTE*	2,705	-	50.1	5,298	313	184	-
C45	99	9	100	99	10	10	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	428	15	22	-
C73	143	12	100	143	n.a.	8	-
C74	123	12	100	123	n.a.	9	-
その他の会社	2,559	265	100	1,785	(44)	152	-

＊工業および商業会社

フランス

Centrale Électrique Rhénane de Gambenheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	99.9	446	(63)	-	2,207
Enedis	2,700	-	100	5,441	698	508	14,479
Framatome	2,028	-	75.5	2,549	132	47	2,159
Edvance	12	-	80	25	10	4	501

その他の国々

Emosson	14	14	50	129	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	97	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	n.a.	-	50	8	n.a.	n.a.	4
＊その他の企業(GIE EIFER)	130	125	-	-	-	-	-

合計 I	59,812	577				1,775	

n.a.: 該当なし(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	2020年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2019年 12月31日現在 自己資本	2019年度 純利益	2020年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	59,812	577				1,775
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	79	35	261	4	-
Dalkia Investissements	63	56	49.9	15	2	-
合計 II.1	193	135				-
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	111	5	n.a.
合計 II.2	1	-				-
合計 II	194	135				-
子会社および投資合計、総額	60,006	712				1,775
子会社および投資合計、純額	59,294					

n.a.: 該当なし(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	22,350	22,246	24,816	24,347	24,195	27,148

2020年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオの純額は、専用資産24,195百万ユーロから構成されている。

18.5 自己株式の変動

2020年7月29日に当社取締役会は、この目的のために留保された自己株式3,697,507株を2020年9月30日付で消却し、当該消却株式の買戻額と額面価額の差額を自己資本に配分することを決定した。

この決定は、2019年5月16日の株主総会において承認された期間18か月間の当社株式買戻プログラムの導入を受けたものである。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。

この取引の結果、36百万ユーロで投資有価証券に計上されていた3,646,913株および2百万ユーロで市場性のある有価証券に計上されていた50,594株（注記21を参照）が消却され、消却額合計38百万ユーロが当社の自己資本から控除された（注記24を参照）。

(単位：百万ユーロ)	2019年12月31日現在			2020年度中 の変動*	2020年12月31日現在		
	総額	減損	純額		総額	減損	純額
自己株式	61	(14)	47	(37)	10	-	10

* 上記に記載された自己株式の消却に関連する(36)百万ユーロを含む。

2020年12月31日現在、「投資有価証券」には合計830,000株の自己株式が、純額10百万ユーロで含まれている。

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			2020年 12月31日現在 総額	2019年 12月31日現在 総額
	1年未満	1－5年	5年超		
投資に関連する債権	2	-	49	51	53
CSPE債権	-	-	-	-	684
子会社貸付金およびその他の金融資産	1,535	13,579*	1,308	16,422	12,026
貸付金および投資に関連する債権	1,537	13,579	1,357	16,473	12,763

* EDF Internationalに対する貸付金99.5億ユーロを含む。これは特に、2022年および2023年に期日が到来する与信枠に係る引出の終了に対応する。

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在			2019年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,322	(33)	8,289	8,332	(4)	8,328
その他の原材料	265	(32)	233	116	(20)	96
その他の貯蔵品(1)	1,963	(236)	1,727	1,533	(221)	1,312
仕掛品その他の棚卸資産(2)	292	-	292	50	-	50
棚卸資産合計	10,842	(301)	10,541	10,031	(245)	9,786

(1) その他の貯蔵品の増加は2020年12月31日現在の発電容量証書在庫を含む。

(2) 仕掛品その他の棚卸資産の増加は主に2020年12月31日現在の省エネ証書在庫に起因する。

注記20. その他の流動資産ならびに現金および現金同等物

(単位：百万ユーロ)	流動性			2020年 12月31日現在 総額	2019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	375	127	221	723	694
－営業債権：					
請求額	2,389	-	-	2,389	2,210
未請求受取債権(1)	13,684	-	-	13,684	13,429
－その他の受取債権(2)	6,234	64	217	6,515	5,688
営業受取債権	22,307	64	217	22,588	21,327
現金性金融商品(3)	823	368	623	1,814	2,672
現金および現金同等物(4)	5,364			5,364	4,714
前払費用	219	241	527	987	1,087
流動資産合計	29,088	800	1,588	31,476	30,494

(1) 2020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3,480百万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1,974百万ユーロ（2019年度1,647百万ユーロ）を含んでいる。

(3) 為替商品に係る未実現利益。

(4) 2020年12月31日現在の現金および現金同等物は、買戻契約に基づく銀行数行への債券の譲渡に起因する、対応する金融負債の認識を伴う821百万ユーロを含む（注記33(2)を参照）。

注記21. 市場性のある有価証券

EDFは、明瞭性を高めるために、市場性のある有価証券の表の表示を変更した。この変更は、2019年度の比較数値に遡及的に適用され、両表示年度について、外貨建債券（2020年12月31日現在1,919百万ユーロおよび2019年12月31日現在2,687百万ユーロ）とユーロ建債券を「債券」に一本化することを含む。2019年12月31日現在では、外貨建債券は「未収利息およびその他の市場性のある有価証券」の行に表示されていた。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月 31日現在	2019年12月 31日現在	変動
自己株式	-	2	(2)
投資ファンド(1)	2,443	410	2,033
ユーロ建または他の通貨建短期譲渡性負債商品(2)	1,738	3,318	(1,580)
債券(2)	8,830	10,893	(2,063)
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	54	70	(16)
総額合計	13,065	14,693	(1,628)
引当金	(4)	(3)	(1)
純額合計	13,061	14,690	(1,629)

(1) 投資ファンドの増加は、主にグリーン・ボンド（OCEANES Vertes）の発行によって生じた資金の一部が再生可能エネルギー投資に使用されるまでの短期投資によるものである（注記2.4.1）。

(2) 譲渡性負債商品および債券の減少は、Covid-19パンデミックの影響に対処するために、信用リスクを低減し、流動性の高い資産（通知預金、投資ファンド）を増加させることを目指した取組みによるものである。

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)	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在	変動
市場性のある有価証券	13,065	14,693	(1,628)
現金および現金同等物	5,364	4,714	650
貸借対照表資産小計	18,429	19,407	(978)
ユーロ建投資ファンド	(2,443)	(410)	(2,033)
満期3か月超の譲渡性負債商品(ユーロ建)	(937)	(1,068)	131
満期3か月超の譲渡性負債商品(ユーロ建以外)	(801)	(2,250)	1,449
債券	(8,830)	(10,893)	2,063
自己株式	-	(2)	2
未収利息	(54)	(70)	16
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	(13,065)	(14,693)	1,628
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)	(5,620)	(4,794)	(826)
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(*)	(256)	(80)	(176)
為替変動の影響の消去			102
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			(37)
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(*)			(111)

(*) 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、その売上高の大部分が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

2020年12月31日現在の未実現為替差損は872百万ユーロであり、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2020年12月31日現在576百万ユーロの未実現損失(2019年12月31日現在994百万ユーロ)。
- ・ 子会社であるEDF Internationalとのヘッジ手段の決済に係る実現損益の2020年12月31日現在の残額296百万ユーロ(2019年12月31日現在311百万ユーロ)。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、純損益(2019年度311百万ユーロ、2020年度は同等のものがなかった)は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。これに従い、15百万ユーロの費用が2020年度の金融損益に認識された。

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
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
2019年度の純利益の配分	-	5	1,588	(1,593)	-	-	-
2020年度の純利益	-	-	-	222	-	-	222
配当金の分配	-	-	-	-	-	-	-
自己株式の消却(*)	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
中間配当	-	-	-	-	-	-	-
その他の変動	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
2020年12月31日現在	1,550	20,316	9,121	222	160	5,786	37,155

(*) 自己資本の調整によって自己株式3,697,507株を消却するという2020年7月29日のEDFの取締役会による決定に従ったもの。関連する金額は(38)百万ユーロである（注記18.5を参照）。

24.1 資本金

2020年12月31日現在のEDFの資本金は1,549,961,789.50ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,099,923,579株から成っている。資本金のうち83.68%はフランス政府、14.94%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.36%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.02%はEDFが自己株式として所有している。

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11月19日にEDFの取締役会が決議した2019年度の中間配当は1株当たり0.15ユーロであった。この配当は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ており、総額458百万ユーロであった。フランス政府は、2019度について、株式による中間配当を選択した。株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は27百万ユーロであった。

Covid-19パンデミックの状況下で、すべての当社利害関係者への連帯と責任が不可避となることに対応して、2020年5月7日の株主総会において、2019年度の配当は中間配当のみとすることが決議された。

加えて、EDFは2020年度についての中間配当をおこなわなかった。

注記25. 追加的自己資本

2020年12月31日現在、追加的自己資本は純額11,473百万ユーロであり、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4,336百万ユーロおよび3,309百万ユーロの永久劣後債（償還額控除後）。
- ・ 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497百万ユーロの永久劣後債。

- ・ 2020年9月にEDFが発行した2,081百万ユーロの永久劣後債（額面2,100百万ユーロ、19百万ユーロの償還プレミアム控除後）（注記2.4.2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、2020年度512百万ユーロである（2019年度549百万ユーロ）。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）	名目金額	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%
09/2018	1,250	ユーロ	6年	4.00%
11/2019	500	ユーロ	8年	3.00%
09/2020	850	ユーロ	6.5年	2.88%
09/2020	1,250	ユーロ	10年	3.38%

注記26. 特別委譲負債

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
資産の現物評価額	106	106
再評価差額	790	815
追加減価償却額	324	280
水力発電委譲資産に対する権利	1,220	1,201
資産の現物評価額	1,918	1,839
運営者による供与資金の未償却分	(1,219)	(1,157)
委譲者による供与資金の償却	354	344
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	9	7
公共配電委譲資産に対する権利*	1,062	1,033
特別委譲負債合計	2,282	2,234

* 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)	2019年12月 31日現在	増加		減少			その他 の変動	2020年12月 31日現在
		営業(1)	金融(2)	使用(1)(3)	戻入(1)	金融		
未実現為替差損引当金(4)	768	-	28	-	-	(284)	-	512
契約損失引当金(3)	1,616	590	375	(259)	(89)	-	-	2,233
その他リスク引当金	304	130	-	(32)	(7)	-	-	395
リスク引当金	2,688	720	403	(291)	(96)	(284)	-	3,140

(1) 注記6および11.2を参照。

(2) 契約損失引当金の割引の戻入費用の増加は、割引率の決定方法の変更に起因して、2019年12月31日現在と比較して割引率が著しく低下したことによるものである（注記28.5を参照）。

(3) 契約損失引当金の営業の純増加242百万ユーロは主に長期LNG購入契約（146百万ユーロ）および再ガス化サービス契約（163百万ユーロ）に関係する。

(4) 2020年12月31日現在の未実現為替差損引当金は512百万ユーロであり、主に、ハイブリッド債（269百万ユーロ）およびヘッジ後のその他の借入債務（216百万ユーロ）に関係している。2020年度中のこれらの引当金からの戻入額は主にハイブリッド債（272百万ユーロ）に関係する。

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、主に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1.15.1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はまた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、注記1.2.2に記載した不確定要素が伴う。

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)	2019年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(3)	2020年 12月31日現在
		営業(1)	財務(2)	使用(1)	戻入(1)		
使用済燃料管理引当金	10,823	625	626	(744)	-	(8)	11,322
-営業サイクルに無関係な金額	1,152	65	109	(14)	-	(15)	1,297
-2006年6月28日付法律の範囲 外の金額*	1,019	41	51	(35)	-	-	1,076
廃棄物除去および調整引当金	805	6	46	(25)	-	(832)	-
放射性廃棄物長期管理引当金	10,531	101	1,016	(221)	-	1,873	13,300
核サイクル終了引当金	22,159	732	1,688	(990)	-	1,033	24,622
2006年6月28日付法律の範囲 内の原子力発電関連引当金*	21,140	691	1,637	(955)	-	1,033	23,546
2006年6月28日付法律の範囲 外の原子力発電関連引当金*	1,019	41	51	(35)	-	-	1,076
原子力発電所廃炉引当金	16,937	133	780	(157)	(24)	(180)	17,489
炉心核燃料引当金	2,624	-	94	(99)	-	92	2,711
廃炉および炉心核燃料引当金	19,561	133	874	(256)	(24)	(88)	20,200
原子力発電関連引当金	41,720	865	2,562	(1,246)	(24)	945	44,822
2006年6月28日付法律の範囲 内の原子力発電関連引当金*	40,701	824	2,511	(1,211)	(24)	945	43,746
2006年6月28日付法律の範囲 外の原子力発電関連引当金*	1,019	41	51	(35)	-	-	1,076

* 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日付法律の適用範囲ならびに原子力費用の財源確保に関する適用の縮小。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である（以下を参照）。

(1) 注記6および11.2を参照。

(2) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,520百万ユーロ、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2020年度の実質割引率の変更による影響（1,042百万ユーロ）（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

(3) その他の変動は、主に、以下を含む。

- ・ 関連資産がある引当金に関する2020年12月31日現在の実質割引率の変更による影響（707百万ユーロ）。
- ・ 以前は廃棄物除去および調整引当金に含まれていた841百万ユーロおよび以前は原子力発電所廃炉引当金に含まれていた（集中型施設における一時貯蔵および蒸気発生器の処理費用に相当する）813百万ユーロの放射性廃棄物長期管理引当金への組替。この組替は、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するためである。

EDF以外の施設について

- ・ EDF、COGEMA（現Orano Recyclage）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 Recyclage）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Orano Recyclage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 Recyclage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、使用済燃料管理引当金はOrano Recyclageが提供する予定の以下の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 Recyclage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む。

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。2020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、供給業者間のインターフェイスのテストを実施した。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（882百万ユーロ）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。

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、既存の工業用施設または建設中の施設で現状は再利用できない使用済燃料、すなわち、処理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が、これは法律が定義する営業サイクルとは無関係である（注記38を参照）。この引当金は（原子力運営者になる予定の）EDFが管理する、ラアグの水中集中型貯蔵施設の建設を含むシナリオに基づく。このプロジェクトは放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間の国家計画についての公開討論中に提示され、2021年度にフランスの公開討議委員会（CNDP）が組織する特定の公開協議に供される予定である。

28.2 放射性廃棄物長期管理引当金

注記28で説明された2020年12月31日現在で適用された組替に従い、放射性廃棄物長期管理引当金は、以下の将来費用に關係している。

- ・ 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長期の一時貯蔵後の直接貯蔵（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。
- ・ 廃炉および一部の業務廃棄物から生じた放射性廃棄物の特性評価、処理、調整および一時貯蔵—これらの業務は、以前は原子力発電所廃炉引当金と廃棄物除去および調整引当金によって填補されていた—、ならびにこの放射性廃棄物の最終貯蔵。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および、特にラアグにおける発電所の廃炉または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)		貯蔵センター	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	超低レベル廃棄物：			
	モルヴィリエ(ANDRA)－			
	低中レベル廃棄物：		2,856	1,561
長寿命低レベル廃棄物	スレーヌ(ANDRA)			
	調査中のプロジェクト：			
	スレーヌ(ANDRA)		365	330

長寿命中高レベル廃棄物	地層貯蔵センター： Cigéoプロジェクト	10,079	8,640
放射性廃棄物長期管理引当金		13,300	10,531

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物は稼働中または廃炉プロセス中の原子力施設から生じる。

- ・ 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、一般に金属（大きな部品、導管、支持構造物等）またはがれき（コンクリート、アース等）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（グローブ、フィルター、樹脂、資材等）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）の除去、処理および貯蔵の費用は、運送者、既存の貯蔵センターの運営についてはANDRA、および廃棄物処理費用についてはCyclife France発電所との、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評価を適用して、在庫の仮定が更新され、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）。

2020年度に費用分担に関する仮定は、超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物の固定貯蔵費用に関係する3産出業者間の長期配分を反映して、再評価された。この費用分担更新業務のすべての影響によって、引当金は179百万ユーロ増加した（損益計算書に50百万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）。

2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための注記28に記載された組替を受けて、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、廃棄物の処理、調整および一時貯蔵も対象とする。これらの業務の多くは、以前は原子力発電所廃炉引当金ならびに廃棄物除去および調整引当金に含まれていた（2020年12月31日現在979百万ユーロが組替えられた）。

最後に、2020年2月に、超低レベル廃棄物については、放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間のフランスの国家計画（PNGMDR）についての公開討議を受けて、環境連帯移行省およびASNの結論は、処理後の超低レベル金属廃棄物のリサイクルを認める規制変更の道を拓いた。すなわち「政府は、対象を定めた特例の新しい可能性を導入するために、超低レベル廃棄物管理に適用される規制の枠組みを変えて、核融合と汚染除去後にケース・バイ・ケースで、超低レベル原子力金属廃棄物のリサイクルを認める予定である。」とした。規制改正は一般リスク保護省（DGPR）によって提案され、公開協議のために提出済である。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の期間の国家計画（PNGMDR）の下で更なる調査が計画された。2016-2018年度の期間にわたる作業終了後の2020年8月6日に公表されたこの廃棄物管理に関するASNの意見および第5回PNGMDRの現在の精緻化フェーズにおいてPNGMDRの長が提案した方向性から、ANDRAが、いくつかの参照管理シナリオを明示し、また補完概念の必要性ならびに長寿命低レベル廃棄物の貯蔵のために選定された技術上および安全上のオプションを記載したファイル（要約予備計画またはavant-projet sommaire—APSに相当する）作成の必要性を明らかにするための対象期間は、2023年と設定された。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

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年の在庫に基づき、2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、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12月末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、技術的最適化とその影響の評価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。

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。

2016年4月にANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付した。2016年7月11日付法律は可逆性概念を明確化した。

2018年1月11日に、ASNは、DOSに対する意見を公表した。ASNは、Cigéoプロジェクトが当該段階において全体として満足な技術的成熟に達しているものと判断した。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。

Cigéoの詳細設計調査は、現在、ANDRAにより最終化されつつある。DGECの要請により組織された外部専門家集団による詳細設計レビューは、2020年10月にその結論が報告された。当該集団は、ANDRAの提案に全体として好意的な意見を公表しているが、詳細設計調査の最終化およびセンター設置の認可申請について一定数の勧告を行い、この件についてEDF、OranoおよびCEAのより緊密な関与を求めた。

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、2021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。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。

2020年8月3日に、ANDRAは、環境連帯移行省に、Cigéo貯蔵センターの公益事業を正式に認める公益事業宣言（déclaration d'utilité publique、DUP）を求める申請書を提出した。政府機関による検討を経て、この申請によって、2021年度下半期に開催が見込まれる公開討議が行われる。自動的に計画文書についての適合性を付与するDUP法令の公表は2021年度後半と見込まれる。

最後に、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法は、このプロジェクトの（標準税制の代わりに貯蔵税に基づく）税務上の変更を含んでいる。関連する施策は今後定義されて、政府によって管理されてCigéoプロジェクトのコスト増加を防ぐことになる。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための注記28に記載された組替を受けて、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、ICEDA貯蔵施設（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）の低中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵も対象とする。ビュジェ発電所に建設されたこの施設は、ASNによる2020年7月28日の運転開始承認後の2020年9月に、最初の廃棄物パッケージを受け入れた。これらの原子力費用は、以前は廃棄物除去および調整引当金によって填補されていた（2020年12月31日現在の関連する組替は675百万ユーロであった）。

28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基本的な原子力施設（installations nucléaires de base、INB）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。最終的な閉鎖と廃炉手続は、環境法第L.593-25条から第L.593-20条および第R.593-65条からR.593-74条に規定された法規制により管理されている。これは各INBの以下の業務を含む。

- ・ 最終的な閉鎖宣言。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、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、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。
- ・ 運営者が作成して原子力安全性担当大臣に送る解体計画。当局の検討と公式な調査を経て、当局が解体作業を開始することを定める法令が出される。
- ・ ASNの承認を求めて提出される主要段階の進捗レビュー。実施予定の解体作業独自の安全性の記録を含む。
- ・ ASNへの申告またはASNによる承認を要す作業の場合は、運営者が導入した重要な変更に関する内部統制プロセス。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点での当該施設の分類解除。これによって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。

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、現在稼働中の原子力発電所より前に建設され操業していた「第1世代」発電所として知られる発電所、ならびにスーパーフェニックス発電所および放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる原子炉技術、すなわち、重水炉（プレニリス）、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、ショーの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、この発電所は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有の課題を伴っている。

ショーPWRの解体から得られる経験はそれでもなお、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する調査および見積りの頑健性を改善するだろう。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、特に規模の効果に関連する好機とリスクの両方を含んでいる。

フェッセンハイムにおいては、2基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的な耐用年数到来前に、それぞれ2020年2月22日と2020年6月30日に永久に閉鎖された。連結予備計画（Avant-Projet Consolidé—APC）は、要約予備計画（Avant-Projet Sommaire—APS）のより詳細な研究報告とリスク軽減とともに、2018年度後半に最終化された。解体計画は、このINBの永久閉鎖宣言とともに、2019年9月にASNに送付された。2019年度と2020年度に行われた研究は解体計画の作成に重点を置いたもので、2020年12月2日にASNに送付された。提出日後に、ASNは書類を3年から5年の期間をかけて検証する予定である。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2019年度	増加		減少		その他の 変動(2)	2020年度
		営業	財務(1)	使用	戻入		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	13,244	-	474	(19)	(24)	(900)	12,775
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	3,693	133	306	(138)	-	720	4,714
原子力発電所廃炉引当金合計	16,937	133	780	(157)	(24)	(180)	17,489

(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)特に、2020年度上半期の最終閉鎖を受けたフェッセンハイムの原子炉2基に関連する廃炉引当金の「現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金」から「永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金」への組替を含む。

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裏付けられ、その調査結果は、コンサルタントのLa Guardia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確認された。

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経験を織り込むため、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シリーズ効果および相互効果の性質は、以下に説明する通りである。

シリーズ効果（同種初の用地のための作業が以後の同一シリーズの用地に与える効果）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。

相互効果（稼働中または廃炉中を問わず同一用地内のユニット間の効果）には、いくつかの異なるタイプがある。

- ・ 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度解体する必要はないという事実に関連する。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が解体される場合に全く増加しない。これは通常、調査コスト、共用機材および用地の安全な作業条件を維持するコストである。

相互効果によって、同一用地の2基一組の原子炉の解体に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の解体の場合を下回る。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。

シリーズおよび相互効果は、これらの効果を見積りどくくらべて、解体費用をそれぞれ10%および6%削減する。シリーズおよび相互効果は、シリーズによって異なる。すなわち、一つのシリーズにより多くのユニットがある場合（シリーズ効果）および一つの用地により多くのユニットがある場合（相互効果）に大きく、900MWシリーズでは統合効果（シリーズおよび相互効果）は16%を上回る。

特に、シリーズおよび相互効果は、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基当たりの平均解体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。

これに対して、その見積りは単に、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、このアプローチは保守的な見積方法をもたらすと判断した。

保守的な観点から、当該見積りには、以下のリスクおよび不確実性の評価も織り込まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能だが、偶発的な）完了リスクに相当するリスクの算入。これらのリスクは、最初の900MW発電所（フェッセンハイム）に基づき、現在詳細な評価中である。結果が公表されるまで、リスクおよび機会の財務的な影響は定率の増加によって含まれている。

上記のリスクおよび機会の評価方法によって発電所全体として約16.5%（最初の900MW発電所は20%）のマージンとなる。

2016年度に採用されたこの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。

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、この費用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、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

EDFは、直接的な比較を歪める可能性がある多数の要因（例えば、費用見積りの対象範囲または国や規制の状況による違い）の識別と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を継続して確認している。

2020年度には、フェッセンハイム発電所に係る金額を永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金に組替えたことに加え、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に以下の変更が行われた。

- ・ これらの引当金の範囲は2020年度のグラン・カレナージュ・プログラムのために運転開始されたバックアップ・ディーゼル設備の撤去費用を含む。これによって引当金は23百万ユーロ増加した。
- ・ 注記3.1で説明したように、2020年4月のフランスの複数年エネルギー計画の最終的な採択によって、EDFの財務諸表上、第5回10年検査前である2027年度と2028年度に行われる原子炉2基の早期閉鎖の影響が認識された。原子力引当金は各種の閉鎖シナリオに基づき再見積りされ、その結果、これらの引当金は、2019年度の財務諸表に対する注記3.1で公表したように、貸借対照表資産の調整を通じて、32百万ユーロ増加した（うち26百万ユーロは現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に係る）。
- ・ 原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、注記28に開示した組替を受けて、集中型施設の一時貯蔵と蒸気発生器処理費用に相当する813百万ユーロが放射性廃棄物長期管理引当金に組替られた。

異なるタイプの費用見積りに基づき、最初の2基の900MW発電所（フェッセンハイム）の廃炉完了のためのベンチマーク費用は(2020年のユーロで)約8億ユーロであり、全PWR発電所についての平均費用3.5億ユーロに対して、最初の900MW発電所1基当たりの平均は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

（現在稼働中のPWR発電所に使用される上記のアプローチに基づいて引当金が見積られた）フェッセンハイム発電所の原子炉2基を除き、閉鎖された原子炉の廃炉は、それぞれ明確な仕様の4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、ショーAのPWR原子炉（ただし洞窟内に位置する）、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である。

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。これらは2015年度から毎年見直されている。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「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、それにより生じる操業費用に起因する費用は増加すると見積もられる。

永久に閉鎖された発電所、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。

2016年度の永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度および2018年度において、この年次見直しの結果、重要な修正は生じなかった。

2015年度のUNGG発電所の廃炉について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考慮している。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して2055年以前に開始することを要請した。

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。

UNGG原子炉の解体に関するASNの決定は2020年3月17日に公表され、2019年の決定案の原則に矛盾しなかった。この結果、UNGG発電所廃炉のための原子力引当金は2020年度に特定の再見積対象ではなく、業界および技術に関するシナリオの最善の見積りを反映している。

2020年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、フランスの第一次ロックダウン期間中の作業停止を受けたクリティカル・パスの遅れとショーAの容器内部の分割作業の停止に関連する予見不能な重要な事象によって、45百万ユーロ増加した。土木工事の汚染除去費用もまた更新されて、永久に閉鎖された発電所の全範囲の引当金が43百万ユーロ増加した。

最後に、環境法第594-4条に基づく権限に従って、2020年6月に、DGECはEDFの永久に閉鎖された原子力施設の解体作業の外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月に開始して、2021年7月まで継続する予定である。

2020年12月31日現在の年度末の経済状況に基づいて見積られた総額（未使用額）とその金額の現在価値を原子炉技術タイプ別に示すと、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020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
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	215	176
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム(*)	810	689
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-デュジェイ、サン・ローラン、シノン	5,352	2,967
重水炉-ブレンニリス	321	276
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	557	494

(*) 一時貯蔵および蒸気発生器の処理を除く。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金はまた、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵工場やトリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）などの関連施設の解体費用を填補する。

PWR技術の廃炉費用と比べて、その他の原子炉の廃炉完了時の費用（既払費用および未払費用の両方）は、個々の特性に応じて程度は異なるが、相対的に高額となっている。

- ・ ブレンニリスの費用は約2倍である（完了費用は原子炉1基当たり約8.5億ユーロ）。これは、小型で、炉心がコンクリートに包まれているため近づくのが困難であり、燃料プールがないため遠隔管理による切断が複雑で、ジルコニウム合金（火気厳禁）の存在により切断作業に時間がかかり、より入念な監視が必要であることに起因する。
- ・ UNGGの費用は約2倍である（完了費用は原子炉6基につき約64億ユーロ）。これは、その規模からPWRの20倍の資材の撤去が必要であり、近づくのが困難で、個別の遠隔管理機器の開発などの特別な対応を要する黒鉛を含むためである。
- ・ クレイ・マルヴィルの費用は約4倍である（完了費用は原子炉1基当たり約18億ユーロ）。これは、除去に慎重を要するナトリウムの処理、および特に原子炉（容器が1,300MW PWRの容器の20倍の大きさ）をはじめとする施設の規模に起因する。

廃炉作業には以下の進展があった。

- ・ ショーA：原子炉は1991年度に閉鎖され、解体命令発表後の2007年度に原子力施設の解体が始まった。解体の最終段階は2016年度に始まり、原子炉容器内部の切断、調整および除去、その後の容器自体の解体を含む。これらの業務は2024年度に完了する予定である。解体命令は、洞窟からの流水についてその後20年間の監視期間を要求しているため、施設の廃止は2047年度になる。
- ・ UNGG炉：1973年度から1994年度の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年度から2010年度の間に解体命令を受けた（シノンA1およびA2を除く）。これらすべての原子炉の燃料除去と回路の排水は完了し、「原子炉ケーソン」周辺の従来型原子力建物の解体業務が進行中である。2020年のASNの決定を受けて、2022年度にこれらすべての原子炉についての解体許可申請を提出し、「空中」戦略に従った解体業務の継続を認める新たな命令を受ける予定である。最初のUNGG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2033年度の予定であり、容器内部と黒鉛ブロックの最初の採取は2040年度に開始されて14年間続く予定である。並行してその他のUNGG用地では、その用地を（2035年度までに）安全な貯蔵条件を満たすようにする作業および業務の最終段階にある。安全な貯蔵条件を満たす状態とは、地表の80%が廃棄され、解体を待つ原子炉ケーソンが安全であることを意味する。これにより、このシリーズ最初の原子炉について十分な進展が可能となり、経験を得て、その他の5基の業務の安全性を確保できる。最初のUNGGの廃炉後にケーソンを開くのは2055年度以後の予定である。
- ・ クレイ・マルヴィル：この発電所は1998年度に閉鎖され、2006年度に解体命令を受けた。その後の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室の解体、回路の排水、すべての回路で冷却に使用されたナトリウムの処理と除去、原子炉容器の充填、容器の蓋の開口と摘出、および、炉心容器の蓋（数百トンの重さがある）の解体の開始は完了している。次の段階は容器内部の解体（2026年度に完了予定）、原子炉建屋の電気機械の解体、その後の汚染除去である（解体は2038年度に終了予定）。

- ・ プレンニリス：この発電所は1985年度に閉鎖され、2011年度に「原子炉群」の全周辺装置の解体を認める一部解体命令を受け取った。以下の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室、燃料建屋、付属建屋、熱交換機の解体、および、廃液処理工程が完了している。次の段階は、EDFによる原子炉群の解体を可能にする解体命令を2022年度に受け取ることを目指した、完全な解体許可申請の調査である（これらの業務の終了は、現在のところ、2040年度と予想される）。

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（「初期段階」費用）。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト（「最終段階」費用）。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。2020年12月11日付決定において、フランスの国務院は炉心核燃料解体引当金の即時認識の影響額に関する税務上の損金算入可能性に異議を唱えた（「初期段階」炉心核燃料費用）（注記14を参照）。

フェッセンハイム発電所の最終閉鎖後の2020年度に、フェッセンハイムの原子炉2基に関連する炉心核燃料引当金99百万ユーロが戻入されて、閉鎖時の原子炉内の未照射燃料在庫が同額減額され、同時に、使用済燃料管理引当金および放射性廃棄物長期管理引当金がこの燃料の処理とその結果生じる廃棄物の貯蔵費用について認識された。

28.5 割引率、インフレ率および感応度分析

28.5.1 割引率の計算

2020年6月30日まで割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均利回りをより長い時間軸にスライドさせ、AからAAの格付の社債のスプレッドを加えたものであった。

2020年12月31日現在で、割引率の決定に使用された方法は以下のように変更された。

現在の割引率は金利曲線を基礎にしている。この曲線は、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（0AT債の0年から20年の曲線）に基づいて描いたソブリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期金利UFR（最終的フォワード・レート）—50年より後にUFRに近づく利回り—にAからBBBの格付の社債のスプレッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務を充足するための支払予定に基づき、この方法で各フローの該当する満期まで描いた金利曲線から、割引率を適用して、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。

UFRは市場の対象期間を超える支出を含む超長期の保険負債について欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって定義された。2020年度について計算されたUFRは3.51%である。これは、フランスの当局の決定に準拠して、計算方法の中で使用される。これにより、原子力費用の資金確保に関する2007年3月21日付省令を改正する2020年7月1日付省令（下記を参照）において、割引率の規制上限の計算式が変更されており、現在は、TEC30年物の金利の48か月算術平均に代えてUFRを参照する。UFRは、原子力引当金には、その超長期の期限の観点から、より適切であると考えられる。ソブリン利回り曲線は、0年から20年の間の支出は-0.6%から0.2%の範囲、20年から50年の間の支出は0.2%から3.2%の範囲、そして、50年より後の支出は3.51%に収束する率を示している。

この割引率の計算方法の変更は、市場の対象期間をはるかに超える超長期の支出を特徴とする原子力引当金に係る貨幣の時間価値の最善の評価を提供する。この評価の大部分は、以下によって達成される。

- ・ 観察された年度末の流動的な対象期間を有する市場データに基づく金利曲線の使用。これは、非流動的な対象期間にわたり、サイクルの影響を受けない超長期金利（債務の平均期間に対応する単一期間の平均金利に代えて）、すなわち、原子力引当金に関連するすべての満期の利回りデータに収束する。
- ・ 外部団体が提示し、現在はフランスの当局が規制上限の計算式の決定に採用する超長期金利（計算されたUFR）の使用。これにより、遠い将来にわたる支払期間と一貫する利回り変動の長期動向を考慮する。

- ・ スプレッドを参照する社債に格付機関がAからBBBに格付けた社債を含める変更。これは、特に長期では、AAの格付の社債はほとんど存在しない一方で、大部分の「投資適格」社債はBBBの格付の社債であり、その大部分の満期は長いため、安定的なスプレッド曲線を描く目的である。

インフレの仮定は、インフレ連動の市場商品と経済見通しを参照して描かれた、UFR（2％）の基礎となるインフレの仮定と長期的に首尾一貫するインフレ曲線に基づいている。

この結果、算定された割引率は、2020年12月31日現在、インフレ率を1.2％と仮定して、3.3％であり（2019年12月31日現在インフレ率1.4％として3.7％）、従って、実質割引率は2020年12月31日現在2.1％（2019年12月31日現在2.3％）である。

2020年6月30日まで使用された計算方法に基づく実質割引率もまた2.1％となる。

28.5.2 割引率の規制上の制限

原子力費用の資金確保に関する一定の規制を改正する旨の決定をEDFに通知した環境連帯移行大臣および経済財政大臣からの2020年2月12日付書簡（2019年12月31日現在の財務諸表に対する注記28.5.1を参照）を受けて、以下が2020年7月2日付官報にて公表された。

- ・ 原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付政令。当初の2017年2月23日付政令を体系化し更新するものである。
- ・ 原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付省令。当初の2007年3月21日付省令の改正である。

これらの政令および省令は、2020年7月1日から、2つの規制上の制限に従った割引率を要求している。それは以下より低くなければならない。

- ・ 現在は実質値、即ちインフレ控除後で表示される規制上限。この値は、欧州保険・企業年金監督機構（EIOPA）が発表する該当日現在に適用される最終的フォワード・レート（UFR）の算定に使用された実質長期金利に関する予想を表す四捨五入前の値に150ベース・ポイントを加算した値に相当する。この上限は2024年から適用される。2024年までは、当該上限は2.3％と上記計算値の加重平均である。2.3％の率に適用される加重は、2020年50％、2021年25％、2022年12.5％および2023年6.25％に設定されている。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

2020年7月1日付で施行される新省令の下でUFRを参照して計算された上限割引率は、2020年12月31日現在2.7％（実質率2.66％を切り上げた2.7％）である。

上記に記載した方法を適用した2020年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.1％である。

2020年7月1日付省令前に適用される規制に基づき、TEC30年物の金利を参照して計算された名目値による上限割引率は、2019年12月31日3.8％（3.75％を切り上げた3.8％）であった。2019年12月31日現在の財務諸表において使用された名目割引率は3.7％であった。

2020年7月1日付政令はまた、以下の追加の変更も導入した。

- ・ 義務の補填率が100％超である場合の専用資産への追加積立義務を廃止し、超過分につき専用資産の引出しが可能となる上限値を110％から120％に引き上げた。
- ・ 行政当局の承認後、補填不足の場合に専用資産への追加積立を行う期間を、従前の3年から5年に延長した。
- ・ 原子力引当金に係る内部統制およびリスク分析の要件を追加した。事業者はこれを2021年12月31日までに実施しなければならない。

28.5.3 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。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子
力発電関連引当金

2020年度

2019年度

(単位：百万ユーロ)	年度末の経済状況 に基づく費用	引当金の 現在価値	年度末の経済状況 に基づく費用	引当金の 現在価値
使用済燃料管理	18,998	10,246	18,437	9,804
営業サイクルに関連しない金額	2,727	1,297	2,491	1,152
廃棄物除去および調整	-	-	1,243	805
放射性廃棄物長期管理	35,580	13,300	32,372	10,531
核サイクル終了費用	54,578	23,546	52,052	21,140
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	19,693	12,775	21,134	13,244
閉鎖された原子力発電所の廃炉	7,400	4,714	6,428	3,693
炉心核燃料	4,258	2,711	4,331	2,624
廃炉および炉心核燃料費用	31,351	20,200	31,893	19,561
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金(*)		43,746		40,701

(*) 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日付法律の適用範囲ならびに原子力費用の財源確保に関する適用の縮小。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である。

原子力費用の支払累計額（年度末の経済状況に基づく総額）の分布は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年度		
	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定(*)	合計
使用済燃料管理	7,176	11,822	18,998
営業サイクルに関連しない金額	239	2,488	2,727
放射性廃棄物長期管理	5,094	30,486	35,580
核サイクル終了費用	12,270	42,308	54,578
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	707	18,986	19,693
閉鎖された原子力発電所の廃炉	2,756	4,644	7,400
炉心核燃料	848	3,410	4,258
廃炉および炉心核燃料費用	4,311	27,040	31,351

(*) 20年および50年の対象期間にわたり、支払累計額（年度末の経済状況に基づく）のそれぞれ22%および40%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ47%および96%は廃炉引当金に関係する予定である。

これらのアプローチは、割引率の変化が割引価値に与える影響を見積ることにより補足される。

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。

2020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		
	2020年12月31日 現在	貸借対照表上の引当金	税引前純利益		
			+0.20%	-0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	11,322	(261)	287	229	(253)
-廃棄物除去および調整	13,300	(793)	954	646	(796)
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	12,775	(498)	522	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,714	(160)	172	160	(172)
-炉心核燃料	2,711	(91)	97	-	-
合計	44,822	(1,803)	2,032	1,035	(1,221)
専用資産で填補される金額	32,676	(1,564)	1,772	875	(1,043)

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。

2020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)	2019年 12月31日現在	増加		減少		2020年 12月31日現在
		営業 (1)(2)	金融(3)	営業 (2)(4)	金融(5)	
雇用後給付引当金	10,411	695	382	(715)	(212)	10,561
長期給付引当金	1,019	103	13	(80)	-	1,055
従業員給付引当金	11,430	798	395	(795)	(212)	11,616

(1) 過去勤務費用485百万ユーロ、数理計算上の損失の償却303百万ユーロおよび権利未確定給付10百万ユーロを含む。

(2) 注記6および11.2を参照。

(3) 注記13を参照。

(4) 雇用主の拠出額(771)百万ユーロおよび数理計算上の利益(24)百万ユーロを含む。

(5) 制度資産の期待運用収益である。

引当金の変動の詳細：

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	制度資産 控除後債務	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2019年12月31日現在残高	30,539	(12,315)	18,224	(29)	(6,765)	11,430
2020年度純費用	880	(212)	668	10	279	957
未認識数理計算上の損益	2,229	(1,136)	1,093	-	(1,093)	-
制度への拠出	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(1,230)	459	(771)	-	-	(771)
2020年12月31日現在残高	32,418	(13,203)	19,214	(19)	(7,579)	11,616

2020年度に発生した債務に係る数理計算上の損益は2,229百万ユーロであり、主に、割引率およびインフレ率の変動1,903百万ユーロならびに実績調整による損失326百万ユーロを反映している。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
当期勤務費用(1)	485	409
利息費用（割引の影響）(2)	395	614
制度資産の期待運用収益	(212)	(271)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	185	99
数理計算上の損益の変動－長期給付	94	132
制度縮小または清算の影響	-	-
過去勤務費用－権利確定給付	-	-
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	957	993
うち：		
営業費用(3)	774	651
金融費用	183	342

(1) 2019年度と比較した当期勤務費用の増加は、基本的に、2019年12月31日現在の割引率の低下（-1.0%）を主因とする数理計算上の仮定の変更によるものである。

(2) 利息費用（割引の影響）395百万ユーロは、2019年1月1日（2.3%）から2020年1月1日（1.3%）までの間の割引率の低下の結果、2019年度と比較して2020年度は219百万ユーロ少なかった。

(3) 2020年度のこの金額は営業引当金の増加798百万ユーロから数理計算上の損益の戻入(24百万ユーロ)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)	2019年 12月31日現在	増加		減少		2020年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金	10,411	695	382	(715)	(212)	10,561
内訳：						
年金	7,257	377	291	(558)	(205)	7,162
CNIEG費用	457	9	6	(13)	-	459
現物給付（エネルギー）	2,018	213	63	(121)	-	2,173
退職慰労金	32	39	8	(1)	(7)	71
その他の給付	648	57	14	(22)	-	697

(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
2020年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,363	(13,203)	(19)	(7,579)	10,561
内訳：					
年金	23,757	(12,656)	-	(3,939)	7,162
CNIEG費用	488	-	-	(29)	459
現物給付（エネルギー）	5,340	-	-	(3,167)	2,173
退職慰労金	630	(532)	(5)	(22)	71
その他の給付	1,148	(15)	(14)	(422)	697

(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

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)	2019年 12月31日現在	増加		減少	2020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	1,019	103	13	(80)	1,055
内訳：					
業務上の事故または疾病に係る年金	870	89	11	(70)	900
長期勤続報奨	129	12	2	(8)	135
その他	20	2	-	(2)	20

30.3 制度資産

2020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制度資産は13,203百万ユーロ（2019年12月31日現在12,314百万ユーロ）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。

制度資産の価額は、当年度中において、主に債券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)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
制度資産合計	13,203	12,314
特別年金給付向け資産	12,656	11,764
(%)		
株式	33%	31%
債券および貨幣性商品	67%	69%
退職慰労金向け資産	532	534
(%)		
株式	37%	34%
債券および貨幣性商品	63%	66%
その他の給付向け資産	15	16

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2020年12月31日現在0.90%（2019年12月31日現在1.30%）である。
- ・ インフレ率は2020年12月31日現在1.20%（2019年12月31日現在1.30%）と見積られている。
- ・ 平均雇用残存期間は19.4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2020年度1.77%（2019年度2.55%）である。
- ・ 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2020年度1.40%（2019年度2.21%）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。割引率の低下は、基本的に、2020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変動を受けて、EDFは、2020年12月31日現在の割引率を0.90%に設定している（2019年12月31日現在1.30%）。

インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品から描かれたインフレ曲線に基づいている。

経済および市場のパラメータの変動の結果、ユーロ圏諸国に関するベンチマークとしてEDFグループ内で使用された仮定上の平均インフレ率は、2020年12月31日現在1.2%である（2019年12月31日現在1.3%）。

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2.3%である。

債務の算定に使用される賃金法は、2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給（非反復的影響を調整後）を参照している。

債務の計算に使用される生命表は、INSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）に基づいており、一般的なフランスの母集団とIEG制度対象の母集団の間の死亡率の差異について補正している。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2019年	増加		減少		その他	2020年
	12月31日現在	営業	使用	戻入			12月31日現在
以下に対する引当金：							
人件費	84	54	(68)	(1)	-		69
委譲運営資産の取替	272	10		(2)	(10)		270
その他の費用	516	696*	(24)	(1)	-		1,187
その他の費用引当金	872	760	(92)	(4)	(10)		1,526

* 国務院の2020年12月11日付決定を受けた税務訴訟引当金538百万ユーロを含む（注記14を参照）。

注記32. 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2020年 12月31日 現在総額	2019年 12月31日 現在総額
	1年未満	1－5年	5年超		
負債					
社債	3,400	11,921	32,025	47,346	50,572
金融機関からの借入債務	349	596	395	1,340	1,289
その他の借入債務	3,108	7	3	3,118	1,845
その他の金融負債：					
消費財に係る前受金	1	4	21	26	26
その他	1,025	-	-	1,025	1,439
金融負債（注記33を参照）	7,883	12,528	32,444	52,855	55,171
前受金および未成業務受入金(1)	7,188	-	-	7,188	7,050
営業債務および関連勘定	7,924	-	46	7,970	7,720
税金および社会保障費負債(2)	8,110	-	-	8,110	8,357
固定資産関連負債および関連勘定	1,938	-	-	1,938	2,172
その他の負債(3)	16,026	629	-	16,655	14,073
営業、投資およびその他の負債	33,998	629	46	34,673	32,322
現金性金融商品	2,973	470	1,632	5,075	4,387
繰延収益(4)	508	1,071	1,623	3,202	3,112
負債合計	52,550	14,698	35,745	102,993	102,042

(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、2020年12月31日現在6,782百万ユーロ（2019年12月31日現在6,719百万ユーロ）を含む。

(2) 2020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CSPE1,448百万ユーロ（2019年度1,463百万ユーロ）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) 2020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1,713百万ユーロ（2019年度1,710百万ユーロ）から成る。長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。繰延収益はまたフェッセンハイム補償協定にもとづく最初の支払額を含む（注記5を参照）。

注記33. 金融負債

(単位：百万ユーロ)	2019年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2020年 12月31日 現在
社債（ユーロ建）(1)	832	2,400	-	-	-	3,232
社債（ユーロ建以外）	13,764	-	(2,534)	(938)	-	10,292
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建）	20,933	-	(1,200)	-	-	19,733
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建以外）	15,043	-	-	(954)	-	14,089
社債	50,572	2,400	(3,734)	(1,892)	-	47,346
長期借入金（ユーロ建）	1,289	200	(149)	-	-	1,340
金融機関からの借入債務	1,289	200	(149)	-	-	1,340
譲渡性負債商品（ユーロ建）	785	1,286	-	-	-	2,071
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	1,046	-	(760)	(72)	-	214
契約上の金融借入債務	14	7,353	(6,397)	(137)	-	833
その他の借入債務(2)	1,845	8,639	(7,157)	(209)	-	3,118
借入債務合計	53,706	11,239	(11,040)	(2,101)	-	51,804
消費財に係る前受金	26	-	-	-	-	26
その他の前受金(3)	453	38	(43)	-	(338)	110
銀行当座借越	22	-	-	-	13	35
繰延銀行借方勘定	16	-	-	-	(8)	8
未払利息	948	-	-	-	(76)	872
その他の金融負債合計	1,439	38	(43)	-	(409)	1,025
金融負債合計	55,171	11,277	(11,083)	(2,101)	(409)	52,855

- (1) 2020年9月8日にEDFは、当社の新株式への転換および/または既発行株式と交換可能な社債24億ユーロを発行した（注記2.4.1を参照）。
- (2) 2020年度にEDFは、買戻契約に基づき銀行数行へ債券を譲渡した。2020年12月31日現在、既返済額控除後の受取現金は821百万ユーロであり、対応する金融負債を計上している（注記20(4)を参照）。2020年度における返済額控除後の譲渡性負債商品の発行額は454百万ユーロである。
- (3) 2020年1月29日に（既存のハイブリッド債数本に関連する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た。

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		26,888		52		19,718		46,606		90
CHF	550	509	2	1	(550)	(509)	-	-	-	-
GBP	7,385	8,214	33	16	(3,000)	(3,337)	4,385	4,877	94	9
HKD	2,416	254	1	-	(2,416)	(254)	-	-	-	-
JPY	137,000	1,083	4	2	(137,000)	(1,083)	-	-	-	-
NOK	1,000	96	-	-	(1,000)	(96)	-	-	-	-
USD	18,094	14,760	60	29	(17,718)	(14,439)	376	321	6	1
合計II ユーロ 以外		24,916	100	48		(19,718)		5,198	100	10
合計I+II		51,804		100		-		51,804		100

* 2020年度にEDFは、買戻契約に基づき銀行数行へ債券を譲渡した。2020年12月31日現在、既返済額控除後の受取現金は821百万ユーロであり、376百万米ドル（321百万ユーロ）および500百万ユーロを含む（注記33(2)を参照）。

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	2020年12月 31日現在 (%)	2019年12月 31日現在 (%)		合計	2020年12月 31日現在 (%)	2019年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	48,214			(20,678)	27,536		
短期借入債務	3,119			-	3,119		
固定金利での借入債務	51,333	99	99	(20,678)	30,655	59	55
長期借入債務およびEMTN	471			20,678	21,149		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	471	1	1	20,678	21,149	41	45
合計	51,804	100	100	-	51,804	100	100

注記34. 未実現為替差益

2020年12月31日現在の未実現為替差益は、未実現利益336百万ユーロ（2019年12月31日現在219百万ユーロ）であり、このうち151百万ユーロは英ポンド建永久債2本に関係し、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)	2020年12月31日現在		2019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	10,385	10,385	8,239	8,239
USD	3,300	3,300	3,294	3,294
GBP	3,854	3,854	3,661	3,661
小計	17,539	17,539	15,194	15,194
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	32,688	24,353	29,756	24,095
CAD	435	574	205	305
USD	16,671	20,643	17,681	21,333
GBP	6,138	8,903	5,800	6,579
CHF	192	361	958	1,177
ILS	354	405	273	273
PLN	137	177	343	389
JPY	79	835	96	857
CNY	102	102	2	2
MXN	102	101	106	105
その他の通貨	637	740	568	568
長期通貨スワップ				
BRL	-	-	-	19
EUR	4,247	33,880	5,308	35,013
JPY	1,083	63	1,124	65
USD	15,807	1,709	20,985	3,128
GBP	15,120	2,557	13,035	2,234
CHF	509	-	507	-
ILS	86	86	93	93
PLN	14	14	14	10
NOK	96	-	101	-
MXN	-	10	-	12
HKD	254	-	276	-
小計	94,751	95,513	97,231	96,257
3－証券化スワップ	62	62	135	135
4－市場証券取引	-	-	-	-
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	112,352	113,114	112,560	111,586
5－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	-	-	2	2
石油製品（千バレル）	6,218	6,218	6,767	6,767

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2020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)	2020年度	2019年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品*	141	160
為替商品	(274)	239
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	710	735
為替商品	(118)	359

* 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。市場価額と帳簿価額との差額は未実現損益である。

EDFによって計算された2020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	157	2,720
外国為替ヘッジ		
－為替予約取引および通貨スワップ	227	248
－クロス・カレンシー・スワップ	(1,032)	(1,668)
コモディティ・ヘッジ		
－石炭	-	(6)
－石油製品	-	(13)
合計	(648)	1,281

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

2020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				2020年	2019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)	12,939	18,850	10,997	10,469	53,255	54,725
営業コミットメント	6,593	13,270	10,596	6,325	36,784	37,942
－燃料およびエネルギー購入関連コミットメント	3,262	9,824	7,825	6,172	27,083	29,081
－その他の営業コミットメント	3,331	3,446	2,771	153	9,701	8,861
投資コミットメント	2,815	3,325	387	99	6,626	7,640
資金供与コミットメント	3,531	2,255	14	4,045	9,845	9,143
オフバランスシート・コミットメント(受取)	2,743	9,472	458	657	13,330	13,053
営業コミットメント	1,248	885	458	257	2,848	2,982
投資コミットメント	-	-	-	-	-	-
資金供与コミットメント	1,495	8,587	-	400	10,482	10,071

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。

2020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				2020年	2019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	1,513	3,569	3,141	3,855	12,078	12,669
核燃料購入	1,749	6,255	4,684	2,317	15,005	16,412
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	3,262	9,824	7,825	6,172	27,083	29,081

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2020年度の合計は59TWh（2019年度は57TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2019年度は7TWh）、風力発電に係るもの31TWh（2019年度は30TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2019年度は11TWh）および水力発電に係るもの4TWh（2019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。

2020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EDFが付与した銀行保証およびフラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加購入に関係している。

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減少は主としてフラマンヴィル3 EPRに関係している。

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資金供与コミットメントであり、2020年度は主にEDF Internationalに対する3,615百万ユーロ、EDF Tradingに対する2,060百万ユーロ、EDF Renewablesに対する1,298百万ユーロ、EDF Energyに対する847百万ユーロ、Edisonに対する799百万ユーロおよびEnedisに対する700百万ユーロである。

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。

- ・ 賃借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に関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。
- ・ フランスの法律により、EDFは、既存の原子力発電所が発電した電力の一部をフランス市場において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、2020年1月1日から2025年12月31日まで、毎年150TWhを上限とする電力に関係している。

36.3.2 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは、EDFによってその拡大するガス供給事業に関連して付与されている。

供給および引渡しのためのガス購入は、大部分が長期契約およびEDF Tradingからの購入予約により実施されている。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFはまた、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

偶発債務は、

- ・ 過去の事象から生じる潜在的な債務であって、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高く、ないかもしくは当該債務の金額を信頼性をもって測定できないことから財務諸表上に認識されないものである。

税務調査

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、業績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、フランスの環境法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。

2020年7月1日付政令は、環境法第D.594-1条から第D.594-18条の専用資産に関する規制上の義務を体系化した。これは、2020年7月1日付命令による改定後の2007年3月21日付省令により補足された。これらの文書は適格資産のリストを定めており、その大部分はフランスの保険法に基づいており、一定の条件を満たすことを前提に非上場資産を含めている。これらは特に、2017年12月31日以後RTE資本金の100%を保有するCTE株式の専用資産への配分を認めている（下記の注記38.2.2を参照）。

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）。

行政当局からの2020年2月12日付書簡によりEDFに確認された、従前の規制による2020年度における専用資産への配分義務797百万ユーロを除いて、2020年7月1日付政令以後、EDFは、関係引当金の額に対する資産の実現可能価額の比率によって決

定される義務の補填率が100%超である場合には専用資産への追加積立義務を課されず、またその率が120%超とならない限り専用資産の引出しは認められていない。

38.2 専用資産の戦略的配分および構成

専用資産に適用される規則に照らして、これらは非常に特殊な資産区分を形成する。

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。

非上場資産への分散を進めるために、この戦略的配分いくつかの変更が加えられた。

- ・ 2010年度にRTE（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分された。
- ・ 2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定され、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。
- ・ 2013年度に、フランス政府が認めた債権が専用資産に配分された。この債権は2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分に相当し、2020年12月31日付で全額返済された。

取締役会は2018年6月29日に、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分原則を有効化した。

- ・ 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2025年度までに徐々に達成される。

38.2.1 成長資産および固定収益資産

一部の成長および固定収益資産は、EDFが直接保有する債券の形を取っている。その他は、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドから構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよび当社のために設定されたフランス所在の「専用」ファンドの形を取っている。

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、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が決定される）を考慮している。

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、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。

38.2.2 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、主に、EDF Investが直接行うかまたは委任管理契約の下で投資ファンドが行う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。

非上場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）。

2020年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産6,420百万ユーロを含む合計6,905百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、主に以下から構成されている。

- ・ CTEへのEDF持分50.1%、2020年12月31日現在2,788百万ユーロ（2019年12月31日現在2,926百万ユーロ）。
- ・ Terega、Energy Assets Group、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Park、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Central Sicaf、Ecowest、Korian & Partenaires Immobilier、Nam Theun Power Company、ならびに（米国、カナダ、英国、ポルトガルの）風力および太陽光発電所所有会社に対する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。

2020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)	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
	帳簿価額、純額	実現可能価額	帳簿価額、純額	実現可能価額
CTE (RTE所有会社) に対する投資(1)	2,705	2,788	2,705	2,926
その他の投資有価証券	24,195	27,148	22,246	24,816
その他の金融投資および株主貸付金(2)	3,136	3,421	2,623	2,965
専用資産 - 投資	30,036	33,357	27,574	30,707
市場性のある有価証券	260	262	192	192
専用資産 - 市場性のある有価証券	260	262	192	192
CSPE債権(3)	-	-	684	688
ヘッジ前専用資産合計	30,296	33,619	28,450	31,587
ヘッジ手段およびその他	48	229	(5)	37
ヘッジ後専用資産合計(4)	30,344	33,848	28,445	31,624

- (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。上表に表示された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) Korianが支配し、管理する不動産ビークルへの長期投資に関連して資産計上される株主貸付金155百万ユーロを含む。
- (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。この債権は返済スケジュールに従って2020年12月31日に全額返済された。
- (4) 2020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

2020年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の103.6%が専用資産によって填補されていた。2020年12月31日現在、環境法に定める一定の投資の実現可能価額に係る規制上の上限は遵守されていた。

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おり、これらの実現可能価額に係る規制上の上限も遵守されていた。

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)	2020年12月31日現在	2019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	1,297	1,152
放射性廃棄物長期管理引当金	13,300	10,531
廃棄物除去および調整引当金	-	805
原子力発電所廃炉引当金	17,489	16,937
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	590	550

長期原子力債務の現在原価

32,676

29,975

38.2.5 2020年度の専用資産の変動

2020年4月にEDF Investは、英国のEnergy Assets Group (EAG) (スマート・メーター)の少数持分、ならびに不動産資産(フランスの事務所および欧州の健康管理施設)の少数持分を取得した。

2020年12月にEDF SAは、米国、カナダおよびポルトガルの風力および太陽光発電所に対する投資をEDF Renewablesから取得した。これらの投資はすべて、2019年度にEDF Renewablesから取得したMiRoseおよびRed Pine風力発電所への投資の残りに対応する上半期中の配分113百万ユーロに加えて、2020年度に専用資産に配分された。

2020年度の専用資産への配分は合計797百万ユーロ(2019年度540百万ユーロ)であり、規制上の枠組みに基づく2020年度のEDFの義務に従った、資産拋出の形による299百万ユーロおよび現金による498百万ユーロから構成されていた(注記38.1を参照)。

2020年度上半期は、金融市場において前例のない状況が見られた。株式市場は2月中旬まで大幅に上昇し、その後Covid-19パンデミックの拡大により、30年以上ぶりの急落に見舞われた。これは3月20日に底を打ち、主に中央銀行による緊急介入の刺激を受けて、最終的に当上半期末まで力強い回復が見られた。2020年度は、特に経済支援のために講じられた特別予算および金融対策の恩恵を受け、すべての資産について好業績で終わった。

米国連邦銀行は再びゼロ金利政策を採用し、ECBは従来の量的緩和時よりもはるかに質の低い資産を含む前例のない規模の量的緩和計画を導入した。その結果、年初の予想に反して、国債の利回りは大幅に下落した(10年国債の利回りは-0.4%で-0.58%、BTPイタリア国債は-0.9%で+0.52%)。当年度は、米国大統領選挙および最も重要なブレグジットの土壇場での合意により、政治的不確実性が解消されたことから、前向きな姿勢で終わった。

2020年度の専用資産からの引出額は、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合計431百万ユーロ(2019年度442百万ユーロ)であった。

2020年12月31日現在、専用資産全体の運用成績は1,364百万ユーロを記録し、その内訳は金融損益584百万ユーロおよび臨時損益780百万ユーロであった。これは主に、受取利息および配当金(727百万ユーロ)、不利な市場動向に起因する債券および投資ファンドに係る引当金の増加((168)百万ユーロ)、ならびに投資有価証券売却益(780百万ユーロ)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	137					
CTE (IHC25)		126		132		
Framatome		144		451		
EDF Energy		63		137		2
EDF Renouvelables	2,083					18
EDF Energy UK Ltd. EUR						
EDF International	10,877					199
EDF Trading		1,230		1,369		5
Edison Nouveau						2
Enedis	931	97		1,810		6
Dalkia France	1,331			137		35
Groupe PEI	643					15
Citelum	59					3
EDF Luminus	80					1
Edvance		58		56		
C77	155					
流動勘定(2)				1,450		
子会社の流動性に関する 投資契約			1,985		(7)	
子会社とのグループ 現金管理契約(3)			11,436			
連結納税契約				1,216		

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Sofiloに関する548百万ユーロおよびPEIに関する418百万ユーロを含む。

(3) C3に関する5,225百万ユーロ、EDF Tradingに関する1,577百万ユーロおよびEDF Energyに関する1,058百万ユーロを含む。

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、2020年12月31日現在EDFの資本の83.68%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 Chimie-Enrichissement（旧Orano Cycle）の契約
- ・ 天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約

英国のヒンクリー・ポイント用地における2基のEPRの建設計画に関連して、2016年9月29日に、EDFとOranoは、Orano Miningとの間のウラン契約、Orano Chimie-Enrichissement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 Recyclage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、2019年度および2020年度において以下の通りであった。

（単位：ユーロ）	2020年度	2019年度
会長兼最高経営責任者(1)	453,660	453,660
取締役(2)	439,946(3)	440,000

(1) 2020年2月13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、2020年度についても2019年度と同額の450,000ユーロに維持することを決定した。

(2) 2020年5月7日開催の年次株主総会において、2020年度の実績報酬の年間予算を440,000ユーロに設定する旨の2020年2月13日の取締役会の提案が承認された。

(3) この金額は2019年度中に任期が終了した取締役に対して2020年度に支払った合計50,142ユーロの実績報酬を含む。

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 2020, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 6 mai 2021.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	5.1	69 031	71 347
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(32 425)	(35 091)
Autres consommations externes ⁽²⁾		(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	5.3	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes		(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	5 783	6 687
Excédent brut d'exploitation	5	16 174	16 723
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(175)	642
Dotations aux amortissements ⁽³⁾		(10 838)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(799)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(487)	(185)
Résultat d'exploitation		3 875	6 757
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 610)	(1 806)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 733)	(3 161)
Autres produits et charges financiers	8.3	2 761	4 603
Résultat financier	8	(2 582)	(364)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		1 293	6 393
Impôts sur les résultats	9	(945)	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	425	818
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(158)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		615	5 182
Dont résultat net – part du Groupe		650	5 155
Résultat net des activités poursuivies		804	5 639
Résultat net des activités en cours de cession		(154)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(35)	27
Activités poursuivies		(31)	40
Activités en cours de cession		(4)	(13)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	14.7		
Résultat par action		0,05	1,50
Résultat dilué par action		0,05	1,50
Résultat par action des activités poursuivies		0,10	1,67
Résultat dilué par action des activités poursuivies		0,10	1,67

(1) 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 2019 est présenté en note 1.4.2.

(2) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(3) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

État du résultat global consolidé

	Notes	2020			2019		
		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		650	(35)	615	5 155	27	5 182
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie – variation brute	18.7.5	(711)	(8)	(719)	786	(55)	731
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie – effets d'impôt		210	3	213	(235)	2	(233)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets – variation brute	18.7.5	661	-	661	32	-	32
Juste valeur des couvertures d'investissements nets – effets d'impôt		(30)	-	(30)	(132)	-	(132)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes – variation brute	18.1.2	20	-	20	293	-	293
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt		10	-	10	(93)	-	(93)
Écarts de conversion des entités contrôlées		(1 425)	(430)	(1 855)	732	357	1 089
Quote-part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(561)	-	(561)	97	-	97
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(1 826)	(435)	(2 261)	1 480	304	1 784
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	18.1.2	(34)	(4)	(38)	(22)	-	(22)
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	16.1.3	(983)	80	(903)	(2 501)	39	(2 462)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt		(220)	(18)	(238)	(62)	(7)	(69)
Quote-part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(109)	-	(109)	(153)	-	(153)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		(1 346)	58	(1 288)	(2 738)	32	(2 706)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		(3 172)	(377)	(3 549)	(1 258)	336	(922)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		(2 522)	(412)	(2 934)	3 897	363	4 260
Dont résultat global des activités poursuivies		(2 368)	(408)	(2 776)	4 337	375	4 712
Dont résultat global des activités en cours de cession		(154)	(4)	(158)	(440)	(12)	(452)

6

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés

Bilan consolidé

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Goodwill	10.1	10 265	10 623
Autres actifs incorporels	10.2	9 583	9 350
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	92 600	89 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11	60 352	58 413
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 858	6 860
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	6 794	6 414
Actifs financiers non courants	18.1	47 615	46 219
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 015	1 930
Impôts différés actifs	9.3	1 150	557
Actif non courant		237 232	229 465
Stocks	13.2	14 738	14 049
Clients et comptes rattachés	13.3	14 521	15 606
Actifs financiers courants	18.1	23 532	29 401
Actifs d'impôts courants		384	286
Autres débiteurs courants	13.3.4	6 918	6 881
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	6 270	3 934
Actif courant		66 363	70 157
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	2 296	3 662
TOTAL DE L'ACTIF		305 891	303 284

Capitaux propres et passif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Capital	14	1 550	1 552
Réserves et résultats consolidés		44 083	44 914
Capitaux propres – part du Groupe		45 633	46 466
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	9 593	9 324
Total des capitaux propres	14	55 226	55 790
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coeurs	15	58 333	55 583
Provisions pour avantages du personnel	16	22 130	20 539
Autres provisions	17	5 374	4 638
Provisions non courantes		85 837	80 760
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	48 420	47 465
Passifs financiers non courants	18.3	55 899	57 002
Autres créditeurs non courants	13.5	4 874	4 928
Impôts différés passifs	9.3	3 115	2 295
Passif non courant		198 145	192 450
Provisions courantes	15, 17 et 16.1	5 827	5 556
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	11 900	12 867
Passifs financiers courants	18.3	17 609	18 535
Dettes d'impôts courants		215	433
Autres créditeurs courants	13.5	16 861	16 610
Passif courant		52 412	54 001
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	108	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		305 891	303 284

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		615	5 182
Résultat net des activités en cours de cession		(158)	(497)
Résultat net des activités poursuivies		773	5 679
Pertes de valeur/(reprises)		799	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 310	8 358
Produits et charges financiers		785	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		433	349
Plus ou moins-values de cession		(185)	(508)
Impôt sur les résultats		945	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(425)	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.2	(1 679)	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 756	15 571
Frais financiers nets décaissés		(1 008)	(802)
Impôts sur le résultat payés		(983)	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		12 765	13 854
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		98	168
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		12 863	14 022
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(126)	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		498	293
Investissements incorporels et corporels	10.7	(16 007)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		54	94
Variations d'actifs financiers		2 797	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(12 784)	(15 572)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		(104)	(78)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 888)	(15 650)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		1 019	1 055
Dividendes versés par EDF	14.3	-	(58)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(267)	(155)
Achats/ventes d'actions propres		5	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		757	828
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	6 601	9 080
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(7 062)	(6 976)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSD) et OCEANES	14.4 et 14.5	2 243	493
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée		-	(1 280)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(501)	(589)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		534	686
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		1 815	1 414
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		2 572	2 242
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		19	(19)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		2 591	2 223
Flux de trésorerie des activités poursuivies		2 553	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		13	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		2 566	595
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		3 934	3 290
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		2 566	595
Variations de change		(162)	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		35	17
Autres variations non monétaires		(103)	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	18.2	6 270	3 934

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNH Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co. Comprend en 2019, un montant de 967 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNH Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.

6 ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2020 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'IFRIC 23 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 titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
Émissions/rachats TSDI	-	-	-	-	(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 (voir note 14.1)	47	-	-	-	834	881	-	881
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2019	1 552	(64)	1 037	(1 198)	45 139	46 466	9 324	55 790
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	-	-	(1 908)	82	(696)	(2 522)	(412)	(2 934)
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Émissions/rachats TSDI et OCEANES (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226

(1) Les écarts de conversion varient de (1 908) millions d'euros en 2020. Cette variation est liée à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(4) 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 NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 967 millions d'euros.

(5) En 2020, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	303	Note 11	Concessions de distribution publique d'électricité en France	350
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	303	11.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	351
1.2	Évolutions du référentiel comptable	303	11.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	352
1.3	Bases de préparation des états financiers	304			
1.4	Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire)	306	Note 12	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	353
Note 2	Synthèse des faits marquants	312	12.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	353
Note 3	Périmètre de consolidation	313	12.2	Taishan	354
3.1	Évolution du périmètre de consolidation	313	12.3	Autres participations	354
3.2	Activités en cours de cession	314	Note 13	Besoin en fonds de roulement (BFR)	355
3.3	Périmètre de consolidation au 31 décembre 2020	315	13.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	355
Note 4	Informations sectorielles	319	13.2	Stocks	356
4.1	Informations par secteur opérationnel	319	13.3	Clients et comptes rattachés	357
4.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	322	13.4	Fournisseurs et comptes rattachés	359
Note 5	Excédent brut d'exploitation	322	13.5	Autres créiteurs	359
5.1	Chiffre d'affaires	324	Note 14	Capitaux propres et résultat par action	360
5.2	Achats de combustible et d'énergie	328	14.1	Capital social	360
5.3	Charges de personnel	329	14.2	Actions propres	360
5.4	Autres produits et charges opérationnels	329	14.3	Distributions de dividendes	361
Note 6	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	331	14.4	Titres subordonnés à durée indéterminée	361
Note 7	Autres produits et charges d'exploitation	332	14.5	Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)	362
Note 8	Résultat financier	332	14.6	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	362
8.1	Coût de l'endettement financier brut	332	14.7	Résultat net et résultat net dilué par action	364
8.2	Effet de l'actualisation	332	Note 15	Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	365
8.3	Autres produits et charges financiers	333	15.1	Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	367
Note 9	Impôts sur les résultats	333	15.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	378
9.1	Ventilation de la charge d'impôt	334	15.3	Provisions nucléaires en Belgique	380
9.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	334	Note 16	Provisions pour avantages du personnel	381
9.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	335	16.1	Provisions pour avantages du personnel du Groupe	382
9.4	Ventilation des impôts différés par nature	335	16.2	France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)	387
Note 10	Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	336	16.3	Royaume-Uni	389
10.1	Goodwill	336	Note 17	Autres provisions et passifs éventuels	390
10.2	Autres actifs incorporels	337	17.1	Autres provisions pour déconstruction	390
10.3	Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre	339	17.2	Autres provisions	390
10.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	340	17.3	Passifs éventuels	391
10.5	Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	341			
10.6	Immobilisations en cours	342			
10.7	Investissements incorporels et corporels	345			
10.8	Pertes de valeur/reprises	345			

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 18 Actifs et passifs financiers	393	Note 21 Engagements hors bilan	412
18.1 Actifs financiers	393	21.1 Engagements donnés	412
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	396	21.2 Engagements reçus	416
18.3 Passifs financiers	396	Note 22 Parties liées	417
18.4 Lignes de crédit non utilisées	400	22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	417
18.5 Juste valeur des instruments financiers	400	22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	417
18.6 Risques marchés et de contrepartie	401	22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	418
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	402	Note 23 Événements postérieurs à la clôture	418
Note 19 Indicateurs financiers	407	Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes	418
19.1 Résultat net courant	407		
19.2 Endettement financier net	408		
Note 20 Développement durable et climat	409		
20.1 Dépenses réglementaires	409		
20.2 Évaluation des actifs et passifs	410		
20.3 Financement durable	410		
20.4 Investissements durables, recherche et développement et autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat	410		

Annexe aux comptes consolidés

Electricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

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 2020.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire,

thermique...), 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 2020 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2021. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 6 mai 2021.

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 2020 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 2020. 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 2020.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2019 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2 et 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2021 (note 1.2.4) ainsi que ceux publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union européenne (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont désormais détaillés dans les différentes notes concernées afin d'améliorer la lisibilité et la compréhension des états financiers.

1.2.1 Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises » : Définition d'une entreprise

Ces textes, adoptés le 21 avril 2020 par l'Union européenne, applicables aux regroupements réalisés à compter du 1^{er} janvier 2020, visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs. Ils prévoient notamment la possibilité d'utiliser un test de concentration permettant de conclure qu'une entité a acquis un ou plusieurs actifs isolés, plutôt qu'une activité, lorsque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis est concentrée sur un actif unique (ou un groupe d'actifs similaires). Le Groupe applique cette option à certaines acquisitions sans impact sur ses comptes au 31 décembre 2020.

1.2.2 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 (Phase 1)

Les taux d'intérêt de référence actuels (IBOR – Interbank Offered Rates) vont être remplacés par de nouveaux taux de référence alternatifs (risk free rate), qui entreront en vigueur pour certains, dès 2021. Cette réforme est susceptible d'affecter notamment certains contrats commerciaux (exemple : intérêts de retard dans les contrats fournisseurs ou clients) et des instruments financiers (prêts et créances, emprunts, évaluation des contrats de location, dérivés). Les principaux taux utilisés par le Groupe et concernés par la réforme sont l'Euribor, le Libor USD et le Libor GBP.

Dans ce contexte, l'IASB a publié plusieurs amendements aux normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7 qui limitent les impacts de cette réforme pour les émetteurs. Ces amendements, relatifs à la phase 1 de la réforme, adoptés le 15 janvier 2020 par l'Union européenne, et applicables depuis le 1^{er} janvier 2020, autorisent le maintien des relations de couverture, jusqu'à ce que la transition vers les nouveaux indices soit effective, et n'entraînent pas d'impact pour le Groupe sur les comptes 2020.

1.2.3 Amendements à IFRS 16 « Compensations de loyer liées à la Covid-19 »

Ces amendements concernent le traitement chez le preneur des compensations reçues du bailleur, en cours de contrat, via une franchise ou une réduction de loyers directement liée à la Covid-19 (paiements au plus tard le 30 juin 2021). À condition qu'il n'y ait pas eu de modification substantielle des termes du contrat, ces amendements permettent au preneur de ne pas avoir à réestimer la dette à un taux d'actualisation révisé en contrepartie du droit d'utilisation et de ne pas étaler cette compensation via un amortissement du droit d'utilisation. Le preneur peut donc opter pour la comptabilisation de l'impact directement en résultat.

L'application à compter du 1^{er} juin 2020 de ces amendements adoptés par l'Union européenne le 9 octobre 2020 n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2021**Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (Phase 2)**

Les amendements aux normes IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 relatifs à la phase 2 de la réforme ont été adoptés le 13 janvier 2021, et seront applicables à partir du 1^{er} janvier 2021 (de manière rétrospective).

Ils précisent notamment qu'en cas de modification des termes contractuels directement liés à la réforme des taux de référence et, qu'en application du paragraphe B5.4.5 d'IFRS 9, il n'y a pas d'impact immédiat au compte de résultat de l'exercice.

Un groupe de travail a été constitué afin d'identifier l'ensemble des instruments par taux de référence pouvant être affectés par cette réforme, d'organiser la transition d'un point de vue contractuel, organisationnel et des systèmes d'information, ainsi que de mettre en œuvre les traitements comptables appropriés. À la clôture de l'exercice, le Groupe n'a pas identifié d'événements nécessitant l'application anticipée même partielle de la phase 2 de ces amendements.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union européenne**Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue »**

Ces amendements modifient le traitement des éléments produits par un actif alors qu'il n'est pas encore en état de fonctionner selon l'utilisation prévue. La comptabilisation de ces produits nets issus de la vente de ces éléments en diminution du coût de l'actif n'est plus autorisée. Les produits de la vente et les coûts correspondants doivent être enregistrés dans le compte de résultat.

Sous réserve d'adoption par l'Union européenne, ces amendements seraient applicables à compter du 1^{er} janvier 2022 et le Groupe serait concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie (en particulier Flamanville 3).

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat, ces amendements visent à clarifier la nature des charges à inclure dans les coûts d'exécution du contrat. Il s'agit notamment des coûts marginaux, tels que les coûts de la main-d'œuvre directe et des matières, et d'autres coûts directement liés au contrat comme l'imputation de la charge d'amortissement d'une immobilisation corporelle utilisée pour l'exécution du contrat.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de ces amendements, qui seraient applicables à compter du 1^{er} janvier 2022.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les modifications des « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » qui seraient applicables à compter du 1^{er} janvier 2022.

1.3 Bases de préparation des états financiers

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 Méthodes de conversion

1.3.2.1 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.

1.3.2.2 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.

1.3.2.3 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.

1.3.3 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.

1.3.4 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 figurent dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, 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 :

1.3.4.1 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 dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans.

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 4^e visite décennale. Il s'agissait de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

En 2020, les 4^{es} visites décennales (VD4) des tranches 2 et 4 de Bugey ont été engagées, respectivement en début et fin d'année, le nombre de VD4 à réaliser en parallèle passe à 5 en 2021.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique, est attendue pour fin février 2021.

L'adoption définitive de la PPE (voir note 2) en avril 2020 a conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leurs cinquante ans. Une accélération des plans d'amortissement a été effectuée à compter du 1^{er} juillet 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture possibles, la décision concernant le choix des réacteurs à fermer n'ayant pas lieu d'être prise à date. Les provisions nucléaires avaient été réestimées en conséquence dès le 30 juin 2020 (voir note 15.1.1.3).

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cours est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêt des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2020 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 (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

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 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) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 300 MW et N4).

1.3.4.3 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 2020 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2020 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 16.

1.3.4.4 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 10.8.

1.3.4.5 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.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, 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.

1.3.4.7 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 11). 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 des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 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.

1.3.4.9 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 15.1.2.4). 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 E2i Energie Spéciali (ex Edens), avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à E2i Energie Spéciali mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, E2i Energie Spéciali est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe. Edison a annoncé le 14 janvier 2021, avoir signé un accord avec F2i concernant l'acquisition par le Groupe des 70 % d'E2i Energie Spéciali, actuellement détenus par F2i. L'acquisition a été finalisée le 16 février 2021. La société E2i Energie Spéciali étant déjà consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe, le rachat des 70 % complémentaires impactera uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir notes 3.2) et ultérieurement le résultat net part 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.

1.3.5 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 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;
- 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 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait 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 (TNPV) 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 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.4 Comparabilité des exercices
(dont effets de la crise sanitaire)1.4.1 Conséquences de la crise sanitaire
Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers, la commercialisation et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020⁽¹⁾, le Groupe avait retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seul bas de la fourchette d'EBE de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021. Le Groupe a été en mesure de publier de nouveaux objectifs d'EBE pour 2020 le 31 juillet 2020, avec une fourchette comprise entre 15,2 et 15,7 milliards d'euros, confirmée le 13 novembre 2020 lors de la publication du chiffre d'affaires du troisième trimestre, puis revue à la hausse le 16 décembre 2020 à un montant égal ou légèrement supérieur à 16 milliards d'euros, principalement en lien avec une visibilité accrue au cours du deuxième semestre sur un niveau plus élevé de la production nucléaire France dans le contexte de la crise sanitaire.

Production nucléaire en France

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020⁽²⁾, EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusqu'à 20 %⁽³⁾ des niveaux habituels, ce qui conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles que la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année a par effet cascade un impact sur le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020⁽⁴⁾, le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer

plusieurs arrêts de tranche de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre a débuté avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

Les performances meilleures qu'attendues sur les arrêts de tranche au cours du deuxième semestre 2020 ont permis de réestimer la production nucléaire à une fourchette de 325-335 TWh le 13 novembre, puis de l'annoncer proche de 335 TWh le 16 décembre 2020. La production nucléaire 2020 s'est finalement établie à 335,4 TWh en diminution de 44,1 TWh par rapport à 2019, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire (modulation en lien avec la demande et avec le placement des arrêts ; contraintes de réalisation des arrêts de tranche liées aux mesures barrières) à hauteur de 32,9 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due principalement à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim et à la prolongation de trois arrêts complexes.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020⁽⁵⁾, EDF a mis en œuvre en 2020 des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Dans le cadre de la première période d'état d'urgence sanitaire du 24 mars au 10 juillet, EDF a décidé, pour ses clients particuliers, de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1^{er} septembre 2020, toute réduction ou interruption de la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard et pour les clients en situation difficile, d'assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise est allée au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce report a été échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

Le gouvernement français a décidé la mise en place d'une deuxième période d'état d'urgence sanitaire, à compter du 17 octobre 2020, et dont la fin initialement envisagée pour février 2021, pourrait être fixée au 1^{er} juin 2021. Sur le marché des particuliers, des mesures spécifiques ont été prises par EDF complémentaires à celles inhérentes à la « trêve hivernale » commençant le 1^{er} novembre (comme la suspension des interruptions de fourniture) : afin de protéger les clients en difficulté, EDF a décidé de suspendre toutes les réductions de puissance jusqu'au 15 janvier 2021, de ne facturer aucune pénalité de retard sur les factures émises lors de cette période et d'assouplir les délais de paiement accordés aux clients. L'accroissement du risque de recouvrement lié à ces mesures est intégré dans l'évaluation des provisions sur créances clients au 31 décembre 2020 (voir note 13.3). Sur le marché d'affaires, EDF s'était préparé à appliquer le report de paiement des factures prévu dans la loi d'urgence sanitaire d'octobre 2020, dès publication du décret d'application qui devait préciser le périmètre des clients concernés. Le décret n'étant pas sorti à ce stade, le recouvrement sur le marché d'affaires est resté conforme à la politique en vigueur, sans mesure spécifique de la part d'EDF.

Par ailleurs, comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020⁽⁶⁾, afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le Groupe a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF SA, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France.

(1) Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

(2) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révisé son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.

(3) Cf. rte-france.fr l'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (5 avril 2020).

(4) Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF revot à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.

(5) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire - EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.

(6) Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire.

Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire au 10 juillet 2020. Ce sont près de 500 millions d'euros qui auront été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME du Groupe en France entre avril et juin 2020. Ces mesures prises au premier semestre n'ont pas d'effet sur le besoin en fonds de roulement du Groupe au 31 décembre 2020.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat 2020

Le Groupe n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central, dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat du Groupe.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin décembre 2020, estimé à (2 306) millions d'euros (soit environ - 3,3 % du chiffre d'affaires). Les principaux secteurs opérationnels concernés sont :

- la France – Activités de production et commercialisation pour un montant estimé à (1 083) millions d'euros en lien avec la diminution de la production nucléaire, ainsi qu'une baisse de la demande en électricité, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas ;
- la France – Activités régulées pour un montant estimé à (2 78) millions d'euros en lien notamment avec la baisse de la demande en électricité (baisse de chiffre d'affaires lié aux prestations d'acheminement) et, sur le premier semestre, avec la baisse de l'activité de prestations de raccordement au réseau (arrêt des chantiers de raccordement et modification d'ouvrages à partir du 16 mars 2020 et reprise de l'activité à partir du 11 mai 2020) ;
- le Royaume-Uni pour un montant estimé à (451) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande en électricité, principalement sur les clients du segment industriel et commerce ;
- l'Italie pour un montant estimé à (90) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande d'électricité et de gaz ;
- Dalkia pour un montant estimé à (193) millions d'euros en lien principalement avec la fermeture des sites clients durant la période du confinement (impact important sur l'activité travaux (génie thermique et électrique), ainsi qu'une baisse d'activité sur les services, et dans une moindre mesure de l'activité énergétique).

En lien avec la diminution de la production nucléaire et la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur les **achats de combustibles et d'énergie** à fin décembre 2020 correspond à une diminution estimée à environ 854 millions d'euros, principalement dans les segments France - Production et Commercialisation, France - Activités régulées et Royaume-Uni.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de consommation externes (nets de la production stockée et immobilisée)** estimée à 344 millions d'euros, cette diminution correspondant à des effets de différentes natures :

- de moindres achats en lien avec la baisse de l'activité services et travaux, principalement chez Dalkia ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités du Groupe, de moindres achats, pour leur part non immobilisable ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels...) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement et les différentes mesures mises en place à l'initiative des Pouvoirs Publics, telles que la limitation des déplacements et le recours au télétravail (voyages, formations, séminaires...).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 64 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par le Groupe. Ce montant intègre les indemnités perçues au titre du recours aux dispositifs de chômage partiel dans quelques entités du Groupe (voir note 1.4.1.5) pour un montant d'environ 18 millions d'euros, ainsi que l'effet défavorable de la crise sanitaire dans certaines entités du Groupe en France sur les charges de congés payés.

Enfin, les **autres produits et charges opérationnels** sont impactés défavorablement pour un montant d'environ (309) millions d'euros, dont (204) millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients dans différentes entités du Groupe (voir note 1.4.1.2), ainsi que (45) millions d'euros d'augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires antérieures en France du fait de décalages dans certains chantiers de démantèlement.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur base d'un reporting spécifique mis en place par la Direction avec l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre du processus de clôture des comptes du Groupe.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale suivant les modalités suivantes :

- concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers (services, travaux) ou au décalage de chantiers, sur la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données prévisionnelles infra-annuelles ; s'agissant spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille...) ; s'agissant des impacts sur la production nucléaire, sur la base des analyses de la production s'agissant des tranches en fonctionnement (notamment pour la modulation) et sur la base d'analyses détaillées des arrêts pour les tranches ayant été en arrêt programmé sur 2020 depuis le déclenchement de la crise, qu'il s'agisse d'arrêts pour simple rechargement ou d'arrêts périodiques, assises sur l'analyse des activités et temps passés sur les arrêts réalisés en 2020 dans le contexte de crise par rapport à la modélisation des arrêts de tranche et au réalisé 2019 ;
- les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix corrélatifs à la crise, comme l'évolution des prix de marché observés sur la période. Ces impacts n'intègrent également pas les effets des plans d'actions mis en œuvre par le Groupe en réponse à la crise sanitaire ;
- concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels...), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2020 est de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Pour rappel, au 30 juin 2020 l'impact était de l'ordre de (1 010) millions d'euros. Cet effet concerne principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros (contre (482) millions d'euros au premier semestre) ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros (contre (212) millions d'euros au premier semestre) et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros (contre (128) millions d'euros au premier semestre). Les impacts estimés de la crise dans les autres secteurs opérationnels du Groupe au 31 décembre 2020 sont moins matériels au regard de l'excédent brut d'exploitation du Groupe, et concernant notamment Dalkia pour (40) millions d'euros (contre (39) millions d'euros au premier semestre), Framatome pour (47) millions d'euros (contre (37) millions d'euros au premier semestre), Italie (Edison) pour (60) millions d'euros (contre (47) millions d'euros au premier semestre).

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 31 décembre 2020, notamment en ce qui concerne le risque de recouvrabilité des créances clients, présentent par nature un caractère incertain. Les réalisations pourront différer des estimations faites à la clôture, en fonction du scénario de sortie de crise et plus généralement des conditions économiques en 2021.

Il est enfin à noter que le résultat financier avait été fortement impacté par la baisse des marchés financiers au titre des variations de juste valeur des instruments financiers au premier semestre 2020 (voir note 12 des états financiers semestriels résumés). Le comportement des marchés financiers sur le deuxième semestre, conjugué aux choix d'allocation effectués par le Groupe dans la gestion de son portefeuille, conduisent à des variations de juste valeur des instruments financiers largement positives au 31 décembre 2020 (voir note 8).

Le Groupe a également été amené à enregistrer des pertes de valeur en 2020, qui intègrent le cas échéant les effets de la crise mais n'en sont pas une conséquence directe (voir note 10.8).

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.4.1.1 Risque de liquidité

Comme indiqué dans les comptes consolidés semestriels résumés, le Groupe disposait au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide de 40,9 milliards d'euros (Trésorerie, Équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente, en valeur brute, et incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire) et de lignes de crédits bancaires non tirées de 10,9 milliards d'euros (voir notes 23.2.3 et 23.3 des comptes consolidés semestriels résumés).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose d'une position de liquidité solide de 32,4 milliards d'euros en valeur brute (Trésorerie, Équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente et incluant des lignes de crédits bancaires non tirées de 11,1 milliards d'euros) (voir notes 18.4 et 19.2).

1.4.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Provision dépréciation des créances clients

Le Groupe déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit (méthode simplifiée prévue par IFRS 9).

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par le Groupe vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devant se traduire par une augmentation du montant des créances incouvrables, encore peu observable au 31 décembre 2020. Les différentes analyses de risque conduites dans les différentes entités du Groupe conduisent à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros au sein des autres charges et produits opérationnels du compte de résultat, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulières, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il a été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 22 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de trading).

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille traduisant des délais de paiement plus longs sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur Entreprises en France et Royaume-Uni. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs postmodèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place, en fonction du pays et de la typologie de clients (résidentiels, et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

En France, sur les clients Résidentiels, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement ; des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur toutes les créances douteuses générées depuis le début de la crise sanitaire et considérées comme étant plus à risque de passer en incouvrables que les créances de moins de 12 mois des années précédentes ayant servi à caler les matrices de taux de provisionnement en vigueur, et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances courantes, en se basant notamment sur une étude INSEE d'octobre 2020 relative aux conséquences économiques du confinement sur la situation financière des ménages et prenant en compte les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire.

Sur les clients Entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille a été effectué afin de refléter une hausse jugée probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macroéconomiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes). Il est à noter qu'à la date de la clôture les données disponibles tendent plutôt à montrer une diminution du nombre de défaillances constatées d'entreprises en 2020 par rapport à l'année précédente, attribué à un « effet retard ». Les taux prévisionnels de défaillance retenus à la clôture intègrent ainsi un risque jugé probable de dégradation en 2021 (expected credit loss).

(1) Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

Sur les activités régulières en France, l'augmentation des provisions traduit principalement le risque sur la part acheminement de la facture au client final.

Au Royaume-Uni, une approche similaire a été mise en œuvre, distinguant les clients Résidentiels et Entreprises, en fonction des segments de portefeuille et des secteurs d'activité, et adaptée au contexte du pays. La hausse probable du taux de défaillance des entreprises est notamment jugée plus importante qu'en France.

En Italie, compte tenu des opérations de mobilisation de créances sans recours et des accords d'assurance-crédit mis en place, l'augmentation du risque de crédit est jugée faible.

Affacturage des créances client

Certaines entités du Groupe ont recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée à la Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de commerce de Paris statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Énergie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020 ⁽¹⁾, EDF avait par ailleurs, notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1^{er} juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Énergie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Énergie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'État d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Énergie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement aux différentes procédures de référé précitées, des procédures au fond ont été initiées devant le Tribunal de commerce de Paris par plusieurs demandeurs d'ARENH en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Ces procédures sont en cours.

1.4.1.3 Immobilisations corporelles

Les investissements corporels et incorporels bruts se sont élevés à 16 007 millions d'euros en 2020 (voir note 4) pour un niveau de 16 797 millions d'euros en 2019, soit une diminution de 790 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production stockée et immobilisée s'élève à 7 888 millions d'euros en 2020 (nettoyée dans la rubrique autres consommations externes du compte de résultat) contre 7 932 millions d'euros en 2019.

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle du Groupe s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts en 2020 par rapport à 2019. La nature des effets et leur importance sont en revanche contrastées selon les entités du Groupe.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrière, qui ont été différenciés selon les États et régions, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais ralentis et allongés, avec une reprise variable en rythme et en intensité au cours du deuxième semestre, en fonction des domaines d'activités et des pays dans lequel le Groupe intervient, par ailleurs certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont engendré des coûts supplémentaires, principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources humaines dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrière, limitation des effectifs sur site...). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés conformément à IAS 16. Il n'a pas été identifié au 31 décembre 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilisation puis de remobilisation associés aux chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

S'agissant du secteur opérationnel France – Production et Commercialisation, la diminution des investissements bruts entre 2019 et 2020 est de 588 millions d'euros (voir note 4) s'explique principalement par des conséquences non liées à la crise sanitaire. En effet, en lien avec la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranche, mais a contrario un allongement des durées d'arrêt, et ainsi un renchérissement de ceux-ci. Le 29 octobre 2020, EDF a communiqué un coût réajusté de son programme Grand Carénage d'ici à 2025, cette nouvelle estimation intégrant essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener dans le cadre des quinquennales vistes décennales des réacteurs 900 MW, ainsi que la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance, tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur 2020-2022 ;
- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020 et ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;
- une majorité des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020 ; au vu de l'activité du deuxième semestre, la crise sanitaire a finalement eu un impact non significatif sur le niveau d'investissements de Flamanville 3 en 2020 par rapport à 2019, les surcoûts exceptionnels en lien avec la réparation des soudures de traversée étant par ailleurs enregistrés en autres produits et charges d'exploitation (voir note 7).

Enedis (secteur opérationnel France – Activités régulées) a connu un arrêt pendant le confinement de la plupart des chantiers de raccordement, modification d'ouvrages, et de façon générale des chantiers de travaux sur le réseau, ainsi qu'un arrêt des activités de pose des compteurs Linky. Le rythme de reprise depuis le 11 mai 2020 a permis un rattrapage partiel en particulier sur la pose des compteurs Linky. Au final sous ces effets le niveau des investissements bruts du segment France – Activités régulées, intégrant également Electricité de Strasbourg et les activités insulaires, diminue de 473 millions d'euros en 2020 par rapport à 2019, diminution du même ordre que celle observée au premier semestre 2020, principalement attribuable aux effets de la crise sanitaire.

Au Royaume-Uni, le chantier Hinkley Point C a connu un ralentissement en avril 2020 du fait d'une diminution des intervenants sur site, sur un projet par ailleurs en fort développement. Au final le niveau des investissements bruts d'EDF Energy augmente de 133 millions d'euros entre 2019 et 2020.

Les activités d'EDF Renouvelables ont quant à elles connu une légère augmentation de leurs investissements bruts par rapport à 2019 à hauteur de 42 millions d'euros, tirés notamment par des projets en Amérique du Nord.

Par ailleurs, le Groupe inclut dans la valeur des immobilisations les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ». Lorsque le développement d'un actif est arrêté sur une période longue, la capitalisation des intérêts doit être suspendue. Tel a été le cas pour le chantier de l'EPR de Flamanville pour lequel la capitalisation des intérêts a été suspendue entre le 16 mars et le 30 juin 2020. Au 31 décembre 2020, il en résulte une augmentation des charges financières de 120 millions d'euros.

1.4.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme des capacités

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de l'enquête de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'arrêt des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer à la note 5.1 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Le niveau de production nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, ont conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

Provisions pour contrats onéreux

Le Groupe a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir notes 5.2 et 17.2). Aucun nouveau contrat onéreux significatif n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

À partir du 16 mars 2020, les chantiers de déconstruction ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités réglementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté et sécurité des sites) ont été maintenues. Les activités avaient repris depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site a conduit à enregistrer une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement de 45 millions d'euros au 31 décembre 2020.

1.4.1.5 Mesures de soutien de l'État

En raison de la crise sanitaire, certaines entités du Groupe en France qui ont dû stopper ou ralentir leurs activités ont eu recours au dispositif du chômage partiel mis en place par l'État. Les indemnités perçues ont été reconnues en minoration des charges de personnel pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Dans le contexte de crise sanitaire, certains États ont mis en place des mesures de report de paiement d'impôts ou de taxes. EDF Energy notamment avait fait usage de ces mesures en procédant à un report de paiement de mensualités de TVA pour un montant de l'ordre de 117 millions de livres sterling au 30 juin 2020 et en a également fait usage au 31 décembre 2020 pour un montant de l'ordre de 104 millions de livres sterling.

1.4.1.6 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.3).

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.4.2 IFRS 5 « Cession de l'activité E&P »

Edison Exploration et Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

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 % d'Edison E&P (Exploration et Production), qui gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

En conséquence, le groupe EDF avait qualifié la cession de son activité E&P d'activité abandonnée au sens d'IFRS 5 dans ses comptes consolidés au 31 décembre 2019 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019).

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Suite au refus des autorités algériennes d'autoriser la transaction relative à ces actifs, le Conseil d'administration d'Edison du 2 avril 2020, a approuvé la signature d'un amendement à l'accord de cession excluant du périmètre de l'accord du 4 juillet 2019 les actifs E&P localisés en Algérie.

Puis, suite à l'annonce faite par Energean le 19 mai 2020 de mettre fin à la cession projetée de l'activité E&P norvégienne d'Edison à Neptune Energy, un second amendement à l'accord a été signé le 28 juin 2020, excluant du périmètre de la transaction la filiale norvégienne. Le processus d'acquisition, dans son nouveau périmètre, a été approuvé par l'Assemblée générale extraordinaire d'Energie le 20 juillet 2020.

Le 17 décembre 2020, Edison et Energean ont finalisé la cession d'Edison Exploration et Production SpA dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). Le prix de cession est basé sur une valeur d'entreprise de 284 millions de dollars avec un versement supplémentaire maximum

de 100 millions de dollars à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie, basé sur le prix du gaz (PSV) au moment de la première livraison.

De plus, Edison a signé, le 30 décembre 2020, un accord de cession de l'activité norvégienne avec la société Sval Energi. La finalisation de l'opération, soumise à l'approbation des autorités norvégiennes, est prévue au cours du premier semestre 2021 (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020).

1.4.2.1 Présentation de l'activité E&P hors Algérie et Norvège au titre du 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2020, dans ce contexte et en application d'IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité E&P de l'Algérie sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies, tandis que ceux relatifs à l'activité E&P de la Norvège sont présentés au bilan consolidé dans les postes d'actifs et passifs destinés à être cédés.

Le Résultat net ainsi que la variation nette de trésorerie relatifs à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège sont présentés dans la ligne « Résultat net des activités poursuivies » et respectivement ventilés dans les différentes lignes du compte du résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées, c'est-à-dire pour 2020 ainsi que pour le comparatif de l'année 2019.

Le Résultat net des activités en cours de cession ainsi que la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession, correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège sont maintenues sur une ligne distincte du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées et ce, jusqu'à la finalisation de la cession intervenue le 17 décembre 2020. Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs des activités en cours de cession incluent les actifs E&P norvégiens et font l'objet d'une présentation en note 3.2.

Les effets dans ce nouveau contexte sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2019 sont présentés ci-dessous.

Impacts sur le compte de résultat 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Chiffre d'affaires	71 317	30	71 347
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	-	(35 091)
Autres consommations externes	(8 619)	(6)	(8 625)
Charges de personnel	(13 793)	(4)	(13 797)
Impôts et taxes	(3 798)	-	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	6 692	(5)	6 687
Excédent brut d'exploitation	16 708	15	16 723
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	642	-	642
Dotations aux amortissements	(10 002)	(18)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	-	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	-	(185)
Résultat d'exploitation	6 760	(3)	6 757
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	-	(1 806)
Effet de l'actualisation	(3 161)	-	(3 161)
Autres produits et charges financiers	4 606	(3)	4 603
Résultat financier	(361)	(3)	(364)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	6 399	(6)	6 393
Impôts sur les résultats	(1 581)	49	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	818	-	818
Résultat net des activités en cours de cession	(454)	(43)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	5 182	-	5 182
Dont résultat net – part du Groupe	5 155	-	5 155
Résultat net des activités poursuivies	5 597	42	5 639
Résultat net des activités en cours de cession	(442)	(42)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	27	-	27
Activités poursuivies	39	1	40
Activités en cours de cession	(12)	(1)	(13)

Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé	5 182	-	5 182
Résultat des sociétés en cours de cession	(454)	(43)	(497)
Résultat des sociétés intégrées	5 636	43	5 679
Pertes de valeur/(reprises)	403	-	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 328	30	8 358
Produits et charges financiers	97	4	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	349	-	349
Plus ou moins-values de cession	(508)	-	(508)
Impôt sur les résultats	1 581	(49)	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(818)	-	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	452	23	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	15 520	51	15 571
Frais financiers nets décaissés	(798)	(4)	(802)
Impôts sur le résultat payés	(922)	7	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	13 800	54	13 854
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	222	(54)	168
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	14 022	-	14 022
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(456)	-	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	293	-	293
Investissements incorporels et corporels	(16 709)	(88)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	94	-	94
Variations d'actifs financiers	1 294	-	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	(15 484)	(88)	(15 572)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	(166)	88	(78)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(15 650)	-	(15 650)
Opérations de financement :			
Flux de trésorerie avec les actionnaires	828	-	828
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	1 414	-	1 414
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	2 242	-	2 242
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	(19)	-	(19)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	2 223	-	2 223
Flux de trésorerie des activités poursuivies	558	(34)	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	37	34	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	-	595
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 290	-	3 290
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	-	595
Incidence des variations de change	(5)	-	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	-	17
Incidence des reclassements	37	-	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 934	-	3 934

1.4.2.2 Impact dans les comptes consolidés
au 31 décembre 2020 de la cession
de l'activité E&P

Au 31 décembre 2020, la cession de l'activité E&P (hors actifs algérien et norvégien) a un impact de (117) millions d'euros sur le résultat net consolidé (ligne du « Résultat

net des activités en cours de cession »), compte tenu d'une perte de valeur constatée sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité en cours de cession et du prix de cession tenant compte d'une estimation du complément de prix (voir note 10.8).

Cette cession contribue, par ailleurs, à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 187 millions d'euros.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 2 Synthèse des faits marquants

Outre la crise sanitaire présentée en 1.4.1 et la cession de l'activité E&P présentée en note 1.4.2, les autres principaux événements et transactions significatifs en 2020 du Groupe sont les suivants :

● Développement dans le nucléaire :

- EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (cf. communiqué de presse d'EDF Énergie du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;
- le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (cf. communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
- actualisation du projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir notes 10.6 et 10.8).

● Opérations de financement :

- EDF a lancé une émission majeure d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (cf. communiqués de presse du 8 septembre 2020 et voir note 18.3.2.2 et 14.5) ;
- EDF a levé 2,1 milliards d'euros par le biais de deux émissions hybrides (cf. communiqué de presse du 8 septembre 2020 et voir note 14.4.2) ;
- EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur des critères ESG (cf. communiqué de presse du 30 octobre 2020 et voir note 18.4).

● Énergies renouvelables :

- EDF Renouvelables, Enbridge et wdp ont lancé la construction du parc éolien en mer de Técamp (cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
- les groupes EDF et CBI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine (cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
- EDEN Renewables India se renforce avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1^{er} octobre 2020 et voir note 12.3) ;
- le consortium EDF Renouvelables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction (cf. communiqué de presse du 22 décembre 2020 et voir note 12.3) ;
- EDF a procédé à la mise en service opérationnelle de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet, le plus grand chantier hydroélectrique en France (97 MW) (cf. communiqué de presse du 9 octobre 2020) ;
- cinquième anniversaire de l'accord de Paris : EDF relève son ambition et prend de nouveaux engagements pour le climat (cf. communiqué de presse du 10 décembre 2020 et voir note 20).

Les principaux événements et transactions significatifs en 2019 du Groupe étaient les suivants :

● Développement dans le nucléaire :

- EPR de Flamanville 3 : Suite aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture, la décision de l'ASN portant sur la reprise des soudures de traversée de l'enceinte a conduit à une révision des coûts et du calendrier (cf. communiqués de presse du 11 avril 2019, du 20 juin 2019, du 26 juillet 2019, du 9 octobre 2019 et voir note 10.6) ;
- Hinkley Point C : une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée (cf. communiqué de presse du 25 septembre 2019 et voir note 10.6).

● Énergies renouvelables :

- le groupe EDF a lancé la construction du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe de 450 MW avec son nouveau partenaire irlandais ESB qui prend une participation de 50 % dans le projet (cf. communiqué de presse du 28 novembre 2019 et voir notes 3.1 et 5.4.2).

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publiée au Journal officiel le 23 avril 2020. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler

la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5.4.3), douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces 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 2028 (deux autres réacteurs pourraient être également fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'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, Croas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à réestimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (principalement sur les provisions pour déconstruction, voir note 15.1.1.3). De même, une actualisation des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations sur le deuxième semestre, sans impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 1.3.4.1).

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 5.4.3).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacerait l'ARENH, imposerait 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 fixée, 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 a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le Président de la CRE Jean-François Carencu a indiqué que la CRE, avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne le 16 juillet 2020.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le gouvernement français et la Commission européenne.

Note 3 Périmètre de consolidation

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantiels exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

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 (co-entrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les 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 (voir note 12).

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 Jers Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et

d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

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 coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et 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 comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolution du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession d'Edison Exploration and Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Croissance, Aggrego, Energy2Market (E2M) et IZIVIA (voir note 3.3).

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2019

Sur l'exercice 2019, le Groupe a connu les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession des 25 % de la participation dans Alpiq en mai 2019 (voir note 12) ;
- la cession de 50 % de NnG à la compagnie d'électricité irlandaise ESB le 4 décembre 2019 (voir note 5.4.2).

Par ailleurs, les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 étaient les suivantes :

- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires ;
- Royaume-Uni : acquisition de Pivot Power au Royaume-Uni permettant une accélération du développement dans le stockage par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques.

Cession des 25 % de la participation dans Alpiq

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 a valorisé 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 a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoyait 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'était pas significatif.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Cession de 50 % du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) à 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 ⁽¹⁾ (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.

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.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, expliquait 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) 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.

Acquisitions dans les énergies renouvelables – 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 majoritairement de projets prêts à être construits ou en développement et de quelques parcs en exploitation. 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.

Acquisition de Pivot Power

Le 4 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de la start-up britannique Pivot Power, spécialiste dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition, qui s'inscrit dans le cadre du plan stockage électrique d'EDF, 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 sont en cours de construction à fin 2020 et leur mise en service devrait intervenir courant 2021.

3.2 Activités en cours de cession

Principes et méthodes comptables

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.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 296	3 662
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	108	1 043

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non financiers non courants ⁽¹⁾	316	893
Actifs financiers non courants	1 811	1 925
Actifs non financiers courants ⁽²⁾	151	784
Actifs financiers courants	18	60
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	2 296	3 662

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Passifs non financiers non courants ⁽³⁾	86	711
Passifs financiers non courants	1	34
Passifs non financiers courants	21	298
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	108	1 043

(1) Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.

(2) Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.

(3) Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

(1) Neart na Gaoithe en gaélique signifie « strength of the wind » (puissance du vent).

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- la cession en cours des actifs E&P norvégiens d'Edison (voir note 1.4.2) ;
- la cession en cours de la société **Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG)**, filiale à 100 % d'Edison.

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente relatifs à IDG s'élèvent respectivement à 98 et 7 millions d'euros au 31 décembre 2020.

En septembre 2020, Edison a entamé des discussions avec 2i Rete Gas pour la cession de sa filiale IDG, qui gère les réseaux et les usines de distribution de gaz dans 58 communes des régions des Abruzzes. Ces discussions ont abouti à la signature d'un accord en janvier 2021. La finalisation de la transaction, soumise à l'approbation de la réglementation « antitrust », est attendue sur le premier semestre 2021 (cf. communiqué de presse d'Edison du 14 janvier 2021).

- la cession en cours de la participation dans CENG.

Ces titres figurent en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 811 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 925 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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 (détenue en propre). Depuis 2014, EDF en détient 49,99 %, aux côtés d'Exelon, qui contrôle la société CENG.

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014⁽¹⁾, EDF a, le 20 novembre 2019, notifié à Exelon l'exercice de son option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

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 cession des titres CENG s'inscrit au programme de cessions d'actifs non stratégiques annoncé par le Groupe.

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. À ce titre, l'autorisation de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a notamment été obtenue le 30 juillet 2020.

Au 31 décembre 2020, le processus de cession reste en cours. Les échanges de valorisation sont intervenus sur le second semestre 2020 sans qu'un prix définitif n'ait pu être défini entre les parties. À ce stade du processus, la valorisation retenue par le Groupe dans le cadre de l'exercice du puf ne conduit pas à mettre en évidence de risque significatif de dépréciation complémentaire.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession de l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) en décembre 2020 (voir note 1.4.2) qui représentait un montant de 1 129 millions d'euros à l'actif et 910 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- le reclassement des actifs et passifs de l'Algérie en activités poursuivies qui représentaient un montant de 84 millions d'euros à l'actif et 5 millions d'euros au passif au 30 juin 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

La ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprend l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2019 et 2020 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	216	377
Excédent brut d'exploitation	86	237
Résultat d'exploitation	13	125
Résultat financier	(22)	(22)
Impôt sur les résultats	(32)	(87)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	(41)	16
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt ⁽²⁾	(117)	(513)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	(158)	(497)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) Le montant total de la dépréciation constatée sur 2019 au titre de l'activité E&P reste affecté aux activités abandonnées, les conditions du premier accord ne permettant pas de déterminer la dépréciation calculée en 2019 actif par actif.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2020

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique...); commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading ;
- « **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 ;
 - « **Services et autres activités** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.
- Les sociétés et piliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

(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

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Electricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cydlife		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	-	A
EDF Pulse Croissance		100,00	-	A
Agregio		100,00	-	A
Energy2Market (E2M)		100,00	-	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGLÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Electricité 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	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Fglec)	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	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	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
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	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

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	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

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)*	France	50,10	50,10	A
Eisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SC S (EDF Invest)	Luxembourg	21,99	24,66	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
ThyssenGas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (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	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	-	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	-	P
Arada (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	-	A
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

* La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %

3.3.4 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 31/12/2020	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2020
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

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 SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités 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 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

4.1.1 Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	France – Activités de production et com- mercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	69 031
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	28 361	16 228	3 295	9 041	5 967	2 420	1 582	4 212	2 127	(4 202)	69 031
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 412	5 206	534	823	683	380	848	290	261	(263)	16 174
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 270	1 893	269	(947)	134	98	354	(32)	99	(263)	3 875
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	10 265
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	169 393
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽²⁾	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	6 794
Actifs financiers et trésorerie ⁽³⁾	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	77 417
Autres actifs sectoriels ⁽⁴⁾	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	39 726
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	2 296
TOTAL ACTIF	135 776	71 553	6 026	47 830	8 086	7 282	13 755	4 991	10 592	-	305 891
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁵⁾	(4 613)	(3 314)	(2 761)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10 838)
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	9 593
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	16 007
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	65 591
• dont dettes externes	60 181	761	198	225	829	96	2 792	312	209	-	65 591
• dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	7 353	1 574	90	5 087	913	11 468	3 747	1 380	62	(31 674)	-

(1) Au 31 décembre 2020, 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.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs déduits de 28 398 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulières pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 912 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France – Production et commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Énergie (secteur « Royaume-Uni »).

4.1.2 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie ⁽¹⁾	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽²⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 565	2 507	1 043	3 732	2 305	-	71 347
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	27 870	16 087	3 377	9 574	7 597	2 690	1 565	4 281	2 728	(4 422)	71 347
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 615	5 101	527	772	593	339	1 193	349	505	(271)	16 723
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 483	1 892	230	(349)	69	42	670	(18)	1 009	(271)	6 757
Bilan :											
Goodwill	72	223	1 341	7 965	103	33	199	544	143	-	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 ⁽³⁾	2 593	-	90	127	104	2 058	1 063	75	304	-	6 414
Actifs financiers et trésorerie ⁽⁴⁾	51 246	407	276	14 693	485	533	1 351	260	10 303	-	79 554
Autres actifs sectoriels ⁽⁵⁾	18 526	5 233	2 132	5 352	1 678	790	861	2 001	2 736	-	39 309
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	3 662
TOTAL ACTIF	130 712	69 362	6 430	47 171	9 517	7 565	13 247	5 168	14 112	-	303 284
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁶⁾	(4 047)	(3 200)	(2 63)	(1 009)	(427)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	(10 020)
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	376	227	1 608	275	48	-	16 797
Emprunts et dettes financières	68 192	2 002	342	5 323	1 723	8 315	5 746	1 691	210	(26 164)	67 380
• dont dettes externes	62 121	783	233	224	762	93	2 695	340	129	-	67 380
• dont dettes intersecteurs ⁽⁷⁾	6 071	1 219	109	5 098	961	8 221	3 052	1 351	81	(26 164)	-

(1) Au 31 décembre 2019, 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.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 26 018 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 303 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 667 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(6) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 026 millions d'euros.

(7) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France – Production et commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

4.2 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 et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France ⁽²⁾	27 261	15 731	296	43 290
• dont International et Autres métiers	18 601	-	7 140	25 741
CHIFFRE D'AFFAIRES	45 862	15 731	7 438	69 031

(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 ⁽³⁾	21 884	-	6 733	28 617
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 718	15 607	7 022	71 347

(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 4.1).

(3) Cette information a été retirée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P.

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	5.1	69 031	71 347
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(32 425)	(35 091)
Services extérieurs		(13 072)	(13 142)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 524)	(3 598)
Production stockée et immobilisée		7 888	7 932
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		247	183
Autres consommations externes ⁽²⁾		(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	5.3	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes sur rémunérations		(292)	(250)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 635)	(1 674)
Autres impôts et taxes ⁽³⁾		(1 870)	(1 874)
Impôts et taxes		(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	5 783	6 687
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		16 174	16 723

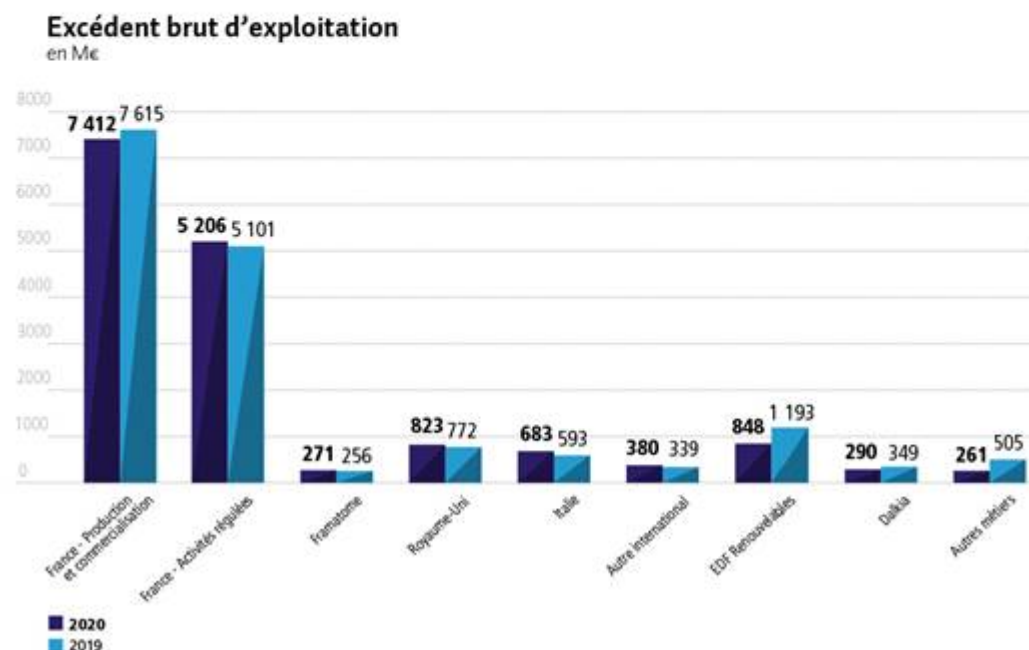
(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes diminuent de 2,8 % par rapport à 2019.

(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. Retraités des effets de change et périmètre, les autres impôts et taxes augmentent de 1,3 % par rapport à 2019.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 16 174 millions d'euros en 2020, en baisse de 3,3 % par rapport à 2019.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en baisse organique de - 2,7 % soit (450) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France - Activités de production et commercialisation (- 2,7 % soit (203) millions d'euros), EDF Renouvelables (- 23,0 % soit (274) millions d'euros), Autres métiers (- 44,8 % soit (226) millions d'euros) et France - Activités régulées (+ 2,1 % soit + 105 millions d'euros).

La diminution de l'excédent brut d'exploitation de (450) millions d'euros sur le secteur France - Activités de production et commercialisation s'explique essentiellement par les effets de la crise sanitaire pour un montant estimé de (0,9) milliard d'euros, en particulier du fait de la moindre production nucléaire couplée à la baisse de la consommation. Par ailleurs les autres effets de moindre disponibilité du parc, induisant l'arrêt de Fessenheim, sont plus que compensés par des effets prix énergie positifs (intégrant les hausses tarifaires - voir note 5.1.1) et des revenus en hausse sur les marchés de capacités (voir note 5.1).

L'excédent brut d'exploitation du secteur France - Activités régulières est en augmentation de 105 millions d'euros, malgré les effets de la crise sanitaire pour (0,2) milliard d'euros (baisse des volumes acheminés et des prestations de

raccordement) et un climat doux, soutenu notamment par l'évolution des indexations du TURPE 5 (voir note 5.1.1).

Malgré une activité de production en croissance, la baisse de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (274) millions d'euros s'explique principalement par de moindres opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour (0,3) milliard d'euros, en lien avec la cession de 50 % d'un parc éolien en mer (NnG) en 2019.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 76 millions d'euros sur le secteur Royaume-Uni s'explique notamment par l'effet positif de la hausse des prix du nucléaire compensé par les effets de la crise sanitaire pour un montant de (0,2) milliard d'euros et d'une moindre production nucléaire.

Concernant les Autres métiers, la dégradation de l'excédent brut d'exploitation de (226) millions d'euros s'explique par les activités gazières pour (122) millions d'euros, compte tenu notamment d'une augmentation des provisions pour contrats onéreux et par EDF Trading pour (82) millions, qui réalise une performance soutenue en 2020, après une excellente performance en 2019.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

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.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de trading pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO₂, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;

- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

Les activités d'optimisation et de trading de GNL sont réalisées au travers de la participation dans Jera Global Markets, co-détenue par Jera.

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), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Au vu des risques induits par la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2020-2021 et pour maximiser l'utilité et l'efficacité du mécanisme de capacité, RTE a adapté exceptionnellement certaines modalités et allégé certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité (notamment, suppression des frais de rééquilibrage à la hausse ou de certification tardive).

Dans ce contexte, RTE a communiqué une synthèse des éléments de transparence disponibles le 18 septembre 2020 sur le mécanisme de capacité pour permettre aux acteurs d'apprécier la situation sur l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité sur le mécanisme pour les prochaines années.

En outre, RTE a proposé deux nouvelles sessions de rééquilibrage pour l'année 2020 et apporté des évolutions à l'Appel d'Offres Effacement 2021 pour le rendre plus attractif : les volumes proposés et retenus ont doublé ; une prime a été ajoutée pour les capacités en mesure d'être présentes dès novembre 2020.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 1.4.1).

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont ainsi respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW. Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 (mars, avril, juin, septembre, octobre, décembre) ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,2 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW, et 39,1 €/kW.

L'année de livraison 2022 a été également ouverte aux enchères en 2020. Les quatre sessions de marché ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 16,6 €/kW ; 38,9 €/kW, 18,1 €/kW et 18,2 €/kW.

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 ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est réputée intégrer 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 ;
- 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 exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (déséquilibre ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- 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'anét, 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, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères 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 été retenus aux enchères 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 enregistrée en achats d'énergie 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 de suspension 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 75k €/MW pour les nouvelles installations et 33k €/MW pour les capacités existantes. Edison n'a participé à aucune enchère en 2020.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRV) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a 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.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRV au seul bénéfice 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 loi Énergie et Climat qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

L'année 2020 a été marquée par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à disposition de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1^{er} janvier 2021. À défaut, ces clients acceptent la bascule automatique dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L.337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie 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 16 janvier 2020, la CRE a proposé 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'écrêtement 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 TRV constaté pendant l'année 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.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1^{er} août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRV des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2021.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

La fixation des TURPE transport et distribution est validée par le ministère de la Transition écologique sur la base de délibération motivée transmise par la CRE.

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 du 1^{er} août 2017 au 31 juillet 2021.

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 intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

La CRE a publié deux délibérations portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT) le 21 janvier 2021, après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliqueront du 1^{er} août 2021 au 31 juillet 2025.

TURPE 5 Transport

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. 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)⁽¹⁾.

Le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 %

compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

TURPE 6 Transport

Dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), la CRE retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôts, contre 6,125 % pour le TURPE 5. L'évolution tarifaire s'établirait, en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Transport a été publiée le 21 janvier 2021.

TURPE 5 bis Distribution

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.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

TURPE 6 Distribution

Dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % (inchangé par rapport au TURPE 5 bis) et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % (contre 4 % pour le TURPE 5 bis, principalement du fait de la baisse des taux de marché et du taux d'impôt sur les sociétés). L'évolution tarifaire moyenne s'établirait à + 0,91 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Distribution a été publiée le 21 janvier 2021.

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 délibération le 18 janvier 2018, reprenant 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.

Cette délibération confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés d'électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 au lieu de 6,80 par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau 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 devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Un décret et un arrêté ministériels définissent une formule normative de calcul de cette péréquation applicable aux différents gestionnaires de réseau de distribution, sont donc concernés au sein du groupe EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

La CRE a publié ses délibérations du 23 juillet 2020 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, Électricité de Mayotte et Gérédis, les 3 opérateurs ayant choisi l'option basée sur l'analyse de leurs comptes par la CRE. La dotation s'élève ainsi à 198,5 millions d'euros pour SEI au titre de 2020.

L'arrêté du 22 octobre 2020 décrit quant à lui la contribution ou les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2020. La contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'est ainsi élevée à 2,5 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,7 millions d'euros.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est un droit mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et est réputé intégrer des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals avait initialement été fixé à 100 TWh par an.

Par sa délibération n° 2020-277 du 12 novembre 2020, 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 fixé pour l'année 2021. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH au guichet de novembre 2020, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que 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 et qu'elles 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° 2020-002 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de

l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit ainsi à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'ARENH et à la compensation des charges de service public de l'énergie, en précisant les modalités de répartition, entre les fournisseurs et EDF, du complément de prix acquitté au titre de l'ARENH et en confiant à la CRE la définition des modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond. Ce même décret a modifié les dispositions relatives au défaut de paiement en disposant que, dès la première cessation de transfert d'électricité au titre de l'ARENH pour défaut de paiement, l'acheteur ne peut à nouveau bénéficier de la cession de produits au titre de l'ARENH qu'après une durée d'un an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant ainsi 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 volume ni le prix d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh).

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2 ⁽¹⁾) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en faisaient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 1.4.1.

La CRE a proposé dans sa délibération n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 et a également défini, par ses délibérations n° 2020-277 du 12 novembre 2020 et n° 2020-285 du 2 décembre 2020, les modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond.

(1) Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	62 918	65 790
dont ventes d'énergie ⁽²⁾	43 767	46 620
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽³⁾)	19 151	19 170
Autres ventes de biens et de services	5 201	4 531
Trading	912	1 026
CHIFFRE D'AFFAIRES	69 031	71 347

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) En 2020, les ventes d'énergie incluent 1 112 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 548 millions d'euros en 2019. 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. En 2020, 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 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

(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. 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 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2020 est en baisse de 3,4 % soit (2,4) milliards d'euros, incluant l'effet de la crise sanitaire pour (2,3) milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne principalement les secteurs Italie (-21,8 % soit (1,6) milliards d'euros), Autres métiers (-19,5 % soit (0,4) milliard d'euros), Dalkia (-8,9 % soit (0,3) milliard d'euros) et le Royaume-Uni (-1,9 % soit (0,2) milliard d'euros), avec une hausse observée sur le secteur France – Activités de production et commercialisation (+0,6 % soit +0,2 milliard d'euros).

Malgré des effets de la crise sanitaire de (1,1) milliard d'euros, le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production et commercialisation est en hausse de 0,2 milliard d'euros. Cette progression s'explique par des effets prix de l'énergie (incluant les hausses du tarif réglementé de ventes : voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus) ainsi que la hausse des revenus des enchères de capacités (voir paragraphe relatif aux mécanismes de capacité ci-dessus), partiellement compensés par la diminution de la production nucléaire hors effets liés à la crise sanitaire.

La hausse du chiffre d'affaires du secteur France – Activités régulées (+0,1 milliard d'euros) est plus particulièrement liée aux évolutions du TURPE 5 du fait des évolutions tarifaires intervenues en 2020 (voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus), dans un contexte de forte diminution des quantités acheminées à la fois en lien avec

le climat très doux de 2020, et avec les effets de la crise sanitaire, ces derniers s'élevant à (0,3) milliard d'euros.

La baisse du chiffre d'affaires du secteur Italie observée en 2020 pour (1,6) milliard d'euros s'explique principalement par des effets prix et volumes défavorables sur le gaz estimés à (1,5) milliard d'euros, en lien avec la baisse des prix sur l'ensemble des marchés, mais aussi la douceur du climat, auxquels s'ajoute un effet prix défavorable sur l'électricité estimé à environ (0,2) milliard d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires des Autres métiers de (0,4) milliard d'euros provient essentiellement de l'activité gazière GNL affaiblie par la forte baisse des prix de gros et par une diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.

Le chiffre d'affaires de Dalkia baisse de (0,3) milliard d'euros dans un contexte défavorable de baisse du prix des énergies et de crise sanitaire (effet de (0,2) milliard d'euros sur le chiffre d'affaires de Dalkia).

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en baisse de (0,2) milliard d'euros, principalement en raison des effets défavorables de la crise sanitaire pour (0,5) milliard d'euros, de la moindre production nucléaire et de la baisse des revenus de capacités, malgré les effets favorables de la hausse des prix de vente réalisés du nucléaire.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽²⁾	(10 162)	(11 700)
Achats d'énergie ⁽²⁾	(14 645)	(15 041)
Charges de transport et d'acheminement	(7 916)	(8 325)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(22)	(7)
(Dotations)/ reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	320	(18)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(32 425)	(35 091)

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) En 2020, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 514 et 1 674 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 417 et 3 117 millions d'euros en 2019. En 2020, 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 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fossiles, gaz, charbon, fioul et biomasse), 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).

La ligne « achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euro)	2020	2019*
Rémunérations	(9 024)	(8 914)
Charges de sécurité sociale	(2 020)	(1 951)
Intéressement et participation	(271)	(277)
Autres contributions liées au personnel	(347)	(360)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(251)
Avantages à court terme	(11 881)	(11 753)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(952)	(988)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(944)	(801)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 896)	(1 789)
Autres avantages à long terme	(155)	(222)
Indemnités de fin de contrat	(25)	(33)
Autres charges de personnel	(180)	(255)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 957)	(13 797)

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2)

Retraités des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 1,1 % par rapport à 2019, principalement sur les secteurs France – Activités régulées, EDF Renouvelables et Dalkia.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2020	2019
Statut IEG	95 530	96 818
Autres	65 673	64 704
EFFECTIFS MOYENS	161 203	161 522

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 3.4.2.1.1 « Effectifs du groupe EDF » du Document d'enregistrement universel.

5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 ⁽¹⁾
Subventions d'exploitation	5.4.1	8 305	7 834
Résultat de déconsolidation	5.4.2	221	576
Résultat de cession d'immobilisations	5.4.2	(229)	(188)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants ⁽²⁾		(203)	(107)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(348)	(54)
Autres produits et charges	5.4.3	(1 963)	(1 374)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 783	6 687

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2)

(2) Voir les provisions dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.1.2.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

5.4.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit

dans les comptes par un produit de 8 081 millions d'euros en 2020 (7 662 millions d'euros en 2019). La créance d'exploitation au 31 décembre 2020 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.3.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

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.

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 2020 des charges de solidarité au titre du Fonds de solidarité logement et au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public d'État, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondaient aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, étaient 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 prévoyait que le CAS soit abondé par les deux

recettes suivantes : une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 a substitué 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 intègrent 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 quatrième loi de finances rectificative pour 2020 a ajusté à la hausse les compensations à verser par l'État en 2020 concernant :

- d'une part, les charges de service public au titre de 2019 (écart total observé entre la réévaluation des charges 2019 vu de juillet 2019 et le réalisé 2019 vu de juillet 2020) ;
- d'autre part, les charges de service public au titre de 2020 (écart partiel entre la provision initiale de juillet 2019 pour 2020 et la réévaluation de juillet 2020 pour 2020).

Ces charges ont en effet augmenté en raison de l'augmentation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2020 des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 210 millions d'euros (560 millions d'euros en 2019 comprenant en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.1.2)).

5.4.3 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, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créanciers d'exploitation incouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2020 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération et par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Ils comprennent également à partir du premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation 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.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

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 au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ; Le produit de cette indemnité est 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.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2020 :

- des charges à hauteur de 113 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 42 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de service pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 50 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'économie d'énergie

Principes et méthodes comptables

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 pourraient 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.

Mécanisme réglementaire en France

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.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15€/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, le Groupe a tout mis 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 (aides à l'isolation, 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...).

À date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021 et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

Principes et méthodes comptables

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.

(en millions d'euros)

	2020	2019
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	(175)	642

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading passent de 642 millions d'euros en 2019 à (175) millions d'euros en 2020, principalement en lien avec une forte volatilité des

prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité (effet majoritairement prix et non volume) ainsi qu'en lien avec les positions sur le gaz chez Edison.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprennent principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020. Ces surcoûts sont considérés comme anormaux au sens d'IAS 16 (paragraphe 22) et ne peuvent être inclus dans le coût des immobilisations en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également 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 (185) millions d'euros au 31 décembre 2019 et comprenaient principalement la charge liée à l'offre préférentielle réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019, 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.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Charges d'intérêts sur opérations de financement*	(1 699)	(1 801)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	90	(14)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(8)	(40)
Résultat net de change sur endettement	7	49
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 610)	(1 806)

* Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2020 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (80) millions d'euros ((85) millions d'euros en 2019).

8.2 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)	2020	2019
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(637)	(931)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 679)	(2 116)
Autres provisions et avances	(417)	(114)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 733)	(3 161)

(1) Voir note 16.1.3

(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3)

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 20 points de base en 2020 contre 10 points de base en 2019, s'agissant des provisions nucléaires en France.

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique par des taux d'actualisation sensiblement plus bas qu'au 31 décembre 2019 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment), en lien avec l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation, faisant intervenir une courbe de taux (voir note 15.1.1.5).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	35	17
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	181	248
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	691	878
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 253	2 338
Autres charges financières	(102)	(134)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(254)	(7)
Produits sur les actifs de couverture	378	523
Intérêts d'emprunts capitalisés	579	740
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 761	4 603

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P cédée (voir note 1.4.2).

Les « Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2020 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 518 millions d'euros (740 millions d'euros en 2019) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 173 millions d'euros (dont 162 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 138 millions en 2019 (dont 136 millions d'euros en 2019 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2020, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 1 253 millions d'euros. Dans un contexte de marchés très volatiles, notamment en lien avec la crise sanitaire, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 1 214 millions d'euros (dont 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 39 millions d'euros. En 2019, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 2 338 millions d'euros incluaient 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

La diminution des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à la suspension de la capitalisation des intérêts intercalaires relatifs à Flamanville 3 entre mars et juillet 2020 (voir note 1.4.1.3).

Note 9 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Impôts courants	(747)	(1 597)
Impôts différés	(198)	65
TOTAL	(945)	(1 532)

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

En 2020, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (604) millions d'euros et des autres filiales pour (143) millions d'euros (respectivement (1 519) millions d'euros et (78) millions d'euros en 2019).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2020	2019 ⁽¹⁾
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	1 293	6 393
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	32,02 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(414)	(2 201)
Différences de taux d'imposition ⁽²⁾	(225)	232
Différences permanentes ⁽³⁾	6	162
Impôts sans base ⁽⁴⁾	(27)	118
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁵⁾	(288)	156
Autres	3	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(945)	(1 532)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	73,10 %	23,96 %

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 % (contre (1 532) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %). La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est essentiellement liée à la baisse du résultat avant impôt de 5 100 millions d'euros, générant une charge d'impôt moindre de 1 633 millions d'euros ; à contrario, à la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA pour un impact de 538 millions d'euros dont des actifs d'impôts différés non reconnus pour (361) millions d'euros, en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans ; à l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition de 17 % à 19 % au Royaume-Uni ; et à l'absence d'effet favorable de cession d'actifs en 2020 (Alpiq, NnG en 2019).

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, les conséquences des contentieux fiscaux, et l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt courant en 2020 est de 19,0 %, contre 18,0 % en 2019.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2020 :
 - (2) l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires),
 - (4) l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros,
 - (5) la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans ;
- 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 NnG),
 - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 204 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2020	2019
Impôts différés actifs	557	978
Impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 738)	(1 009)
Variation en résultat net	(196)	28
Variation en capitaux propres	(215)	(402)
Écarts de conversion	72	(66)
Mouvements de périmètre*	69	(275)
Autres mouvements	45	(14)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 965)	(1 738)
Dont impôts différés actifs	1 150	557
Dont impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)

* Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement des immobilisations en concessions de l'activité E&P en actifs détenus en vue de leur vente.

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2020 est liée à hauteur de (238) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (889) millions d'euros sur l'exercice 2019.

9.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 194)	(6 141)
Provisions pour avantages du personnel	5 222	5 018
Autres provisions et pertes de valeur	321	561
Instruments financiers	290	74
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 172	1 292
Autres	711	333
Impôts différés actifs et passifs	1 523	1 137
Impôts différés actifs non reconnus	(3 489)	(2 875)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 965)	(1 738)

Au 31 décembre 2020, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 489 millions d'euros (2 875 millions d'euros au 31 décembre 2019) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 900 millions d'euros (2 091 millions d'euros au 31 décembre 2019) 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 428 millions d'euros (473 millions d'euros en 2019) est principalement liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les

déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts activés sont de 584 millions d'euros (543 millions d'euros en 2019) et se situent principalement aux États-Unis pour 151 millions d'euros (197 millions d'euros en 2019), au Royaume-Uni pour 173 millions d'euros (118 millions d'euros en 2019), en France pour 52 millions d'euros (37 millions d'euros en 2019), et en Allemagne pour 47 millions d'euros (26 millions d'euros en 2019). Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	dont immobilisations en cours*	31/12/2019	dont immobilisations en cours*
Goodwill	10.1	10 265	n.a.	10 623	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	9 583	1 581	9 350	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	92 600	39 460	89 099	34 755
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 116	n.a.	4 333	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 858	574	6 860	1 155
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		119 306	41 615	115 932	37 325

* Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.
n.a. : non applicable

10.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), 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.

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/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2020, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 332 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 7 569 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2020 et 2019 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 623	10 195
Acquisitions	139	66
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 10.8)	(31)	(57)
Écarts de conversion	(439)	392
Autres mouvements	(27)	27
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 265	10 623
Valeur brute à la clôture	11 032	11 418
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(767)	(795)

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2019, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Foxgiant 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.

10.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (Software as a Service) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de recherche et développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- 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 (conformément à IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ») ;
- 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 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) 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.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et 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 « Négocier » 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 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « 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).

À chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entrée sont supérieures aux droits détenus ou acquis à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensés.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits 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.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

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'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (*Renewable Obligation Certificates*) et en Belgique (*Certificats verts*)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽²⁾	Autres mouvements	31/12/2020
Logiciels	5 295	850	(155)	(62)	11	31	5 970
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	474	2 056	(1 752)	(13)	-	4	769
Autres immobilisations incorporelles	7 919	421	(327)	(44)	(332)	(91)	7 546
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 415	175	(4)	(7)	-	2	1 581
Valeurs brutes	15 607	3 502	(2 238)	(126)	(321)	(54)	16 370
Logiciels	(2 963)	(775)	153	45	(7)	(22)	(3 569)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(191)	(25)	-	-	-	-	(216)
Autres immobilisations incorporelles	(3 103)	(528)	317	26	272	14	(3 002)
Amortissements et pertes de valeur	(6 257)	(1 328)	470	71	265	(8)	(6 787)
VALEURS NETTES	9 350	2 174	(1 768)	(55)	(56)	(62)	9 583

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de la société infrastructure Distributione Gas (DG) détenue par Edison (voir note 3.2).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2020 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 141 millions d'euros et 1 209 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 288 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (85) millions d'euros a été enregistrée en 2020 ((47) millions d'euros en 2019).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 518 millions d'euros en 2020 (523 millions d'euros en 2019).

10.3 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre

Principes et méthodes comptables

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 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coûts (voir note 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.

Mode et durée 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 :

- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 60 ans ;
- autres installations générales : 10 à 20 ans.

Les valeurs nettes des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2020
Terrains et constructions	13 797	479	(89)	(62)	-	(34)	14 091
Installations production nucléaire	75 213	3 723	(1 778)	(631)	-	802	77 329
Installations productions thermique et hydraulique	18 486	330	(341)	(185)	1	(125)	18 166
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	21 316	1 599	(559)	(812)	(1 042)	118	20 620
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	5 355	479	-	(48)	(21)	(32)	5 733
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	34 959	5 362	(30)	(850)	12	162	39 616
Valeurs brutes	169 126	11 972	(2 797)	(2 588)	(1 050)	891	175 555
Terrains et constructions	(7 518)	(406)	67	10	5	(1)	(7 843)
Installations production nucléaire	(49 345)	(3 522)	1 696	337	-	481	(50 353)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 765)	(1 352)	339	178	-	150	(13 450)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 173)	(1 293)	519	309	143	(41)	(9 536)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	(1 022)	(697)	-	5	2	95	(1 617)
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	(204)	(40)	3	6	(7)	86	(156)
Amortissements et pertes de valeur	(80 027)	(7 310)	2 624	845	143	770	(82 955)
VALEURS NETTES	89 099	4 662	(173)	(1 743)	(907)	1 661	92 600

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables.

(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 707 millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour 322 millions d'euros (voir note 15.2).

(3) Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

(4) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les variations observées sur les immobilisations de production du domaine propre incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 093) millions d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro par rapport à la livre sterling.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre

au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecomobust. La date pour Cordemais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur ce projet, qui est toujours en cours d'examen en lien avec les Pouvoirs Publics. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente, évalué à 250 millions d'euros sur l'année 2020 (141 millions d'euros en 2019).

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1^{er} janvier 2019, 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.

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 (territoires 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 de change, 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 applique les exemptions 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 conservée 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 21.1.1, 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 inférieure à 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).

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.

10.4.1.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2020
Terrains et constructions	4 520	283	-	(31)	(32)	4 740
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	835	196	-	10	(48)	993
Valeurs brutes	5 355	479	-	(21)	(80)	5 733
Terrains et constructions	(541)	(555)	-	2	39	(1 055)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(481)	(142)	-	-	61	(562)
Amortissements et pertes de valeur	(1 022)	(697)	-	2	100	(1 617)
VALEURS NETTES	4 333	(218)	-	(19)	20	4 116

(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 ainsi que les écarts de conversion.

10.4.1.2 Les impacts au compte de résultat

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)	2020	2019
Revenus en provenance des sous-locations	56	73
Charges au titre des loyers variables	(46)	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(106)	(167)
Résultats de cessions-baïls	-	-
Excédent brut d'exploitation	(96)	(139)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(697)	(660)
Résultat d'exploitation	(793)	(799)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(80)	(85)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(873)	(884)

10.4.1.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2020	2019
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	(795)	(790)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 719 millions d'euros en 2020 (721 millions d'euros en 2019).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)**Principes et méthodes comptables**

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 18 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 », instauré 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).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans.

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ; et
- parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2020
Terrains et constructions	1 528	137	(9)	(16)	-	1 640
Installations productions thermique et hydraulique	11 021	718	(23)	29	(34)	11 711
Autres	651	36	(11)	(2)	3	677
Immobilisations en cours*	1 213	(528)	(5)	(30)	(60)	590
Valeurs brutes	14 413	363	(48)	(19)	(91)	14 618
Terrains et constructions	(956)	(34)	9	1	-	(980)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 081)	(272)	19	24	28	(6 282)
Autres	(458)	(36)	11	-	1	(482)
Immobilisations en cours*	(58)	-	-	-	42	(16)
Amortissements et pertes de valeur	(7 553)	(342)	39	25	71	(7 760)
VALEURS NETTES	6 860	21	(9)	6	(20)	6 858

* Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2020 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)	2020	2019
Autres actifs incorporels en cours	1 581	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre en cours	39 460	34 755
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	574	1 155
IMMOBILISATIONS EN COURS	41 615	37 325

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2020 comprennent notamment les études relatives à EPR2 pour 577 millions d'euros (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indique que le Gouvernement conduit 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 concentration du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que 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. Le Groupe est pleinement mobilisé dans l'instruction et la préparation de ce dossier sur l'ensemble de ses composantes, en lien avec les Pouvoirs Publics.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre

Au 31 décembre 2020, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours du domaine propre incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 14 565 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 291 millions d'euros (13 653 millions d'euros au 31 décembre 2019, incluant des intérêts intercalaires pour 3 028 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2020 est de 14 792 millions d'euros, comprenant également un montant de 208 millions d'euros ⁽¹⁾ en immobilisations mises en service, voir note 10.3).

(1) Soit 292 millions en valeur brute diminuée de 84 millions d'euros d'amortissements.

Ce montant immobilisé de 14 792 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, 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 466 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 691 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 277 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;
- soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 de 10 318 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 euros 2015.

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅, s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₅, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2020, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversée du circuit secondaire principal sont pour leur part enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 397 millions d'euros en 2020 (voir note 7) ;

- les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 13 586 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 518 millions d'euros (10 942 millions d'euros au 31 décembre 2019 incluant des intérêts intercalaires pour 318 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2020 de 2 868 millions d'euros ;
- les études relatives à Sizewell C pour 324 millions d'euros (219 millions d'euros en 2019).

Investissements en immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre augmentent de 4 705 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2020 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 10.3). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2020 (voir note 10.7) concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 361 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 3 679 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 991 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.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période**Grand Carénage**

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Estimé en 2015 à 55 milliards d'euros⁽¹⁾ pour la période 2014-2025, il a fait l'objet d'optimisations et de reports et a été évalué en 2018 à 45 milliards d'euros⁽²⁾, soit 48,2 milliards d'euros courants pour cette même période 2014-2025.

Le 29 octobre 2020, EDF a réajusté le coût de ce programme à 49,4 milliards d'euros courants pour la période 2014-2025.

Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 (voir note 1.4.1).

Le programme Grand Carénage se poursuit avec 33 visites décennales réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW et 55 diesels d'ultime secours mis en exploitation sur 56.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique est attendue pour fin février 2021.

EPR de Flamanville 3**Rappels relatifs à l'exercice 2019**

Le 11 avril 2019, EDF⁽³⁾ 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⁽⁴⁾ 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⁽⁵⁾, 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⁽⁶⁾, 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 ensuite donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF⁽⁷⁾ une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées présenté comme privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées, technologie développée pour le parc en exploitation et devant être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées, l'objectif étant 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 pourrait 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⁽⁸⁾.

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 changement du combustible à fin 2022 et à réestimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros⁽⁹⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces surcoûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation⁽¹⁰⁾ et non en immobilisation et ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

(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 détournement de soudures par résistance électrique – TRD) concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 – voir communiqué de presse du 9 septembre 2019.

(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.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Marche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.1) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversée situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversée.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

Hinkley Point C

Bien qu'impacté par la crise sanitaire de la Covid-19 (voir note 1.4.1), le projet HPC a continué à progresser en 2020, à la fois sur le chantier, sur les plans d'exécution du design et sur la fabrication des équipements. En particulier, le projet a atteint 4 jalons fixés pour 2020 :

- l'installation des premières conduites de sûreté dans l'îlot nucléaire de l'unité 1 ;
 - l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité 2 (étape X0) dans les délais du calendrier initial de 2016 ;
 - la fabrication de la bache d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'unité 1 ;
 - la finalisation du design des structures internes du bâtiment réacteur de l'unité 1.
- D'autres avancées ont été réalisées sur l'unité 1, en particulier l'achèvement du tunnel d'arrivée d'eau de 3,5 kilomètres et la pose du premier rondou du liner de confinement dans le bâtiment réacteur. Sur l'unité 2, des progrès significatifs ont également été accomplis. Les travaux de l'unité 2 ont été effectués avec environ 12 mois de décalage après l'unité 1.

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée en 2020 notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes rendues publiques le 27 janvier 2021 ⁽¹⁾ :

- le début de production d'électricité par l'Unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling ⁽²⁾. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est par conséquent réestimé entre 7,1 % et 7,2 % ⁽³⁾ ;
- le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling ⁽⁴⁾. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait diminué de 0,3 %.

Le management du projet a fixé comme objectif la pose du dôme de l'unité 1 à fin 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé en septembre 2016, en même temps que les contrats relatifs à HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C en Angleterre, dans le Suffolk, concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,2 GW.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. La décision finale d'investissement pourrait intervenir mi-2022. Ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engageront très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet à partir de cette date. La capacité à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C dépendra en particulier de la définition d'un cadre de régulation et d'un modèle de financement adaptés, qui n'ont jamais été mis en œuvre pour un projet de cette envergure en Europe. À ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication du projet HPC qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet Sizewell C s'appuierait ainsi sur la technologie EPR (EDF étant en charge du design « Responsable designer »), et bénéficierait du retour d'expérience de HPC.

Les autorités britanniques (le planning inspectorate) ont formellement accepté, le 24 juin 2020, d'examiner la demande d'autorisation de construction déposée pour Sizewell C. Le processus d'examen devrait démarrer en avril 2021 ce qui signifie que le Secrétaire d'État devrait prendre une décision de permis de construire d'ici avril 2022.

Le 30 juin 2020, Sizewell C a par ailleurs franchi une autre étape importante en déposant auprès du régulateur britannique, l'Office for Nuclear Regulation (ONR), une demande de permis de site nucléaire (nuclear site licence) afin de construire et d'exploiter la nouvelle centrale.

En parallèle de la parution du livre blanc sur l'énergie (Energy White Paper) publié le 14 décembre 2020, le gouvernement britannique a déclaré qu'il allait entamer des discussions sur le projet Sizewell C sur la base des différentes options envisagées. Il a déclaré qu'il continuait à explorer une série d'options de financement pour le nouveau nucléaire, y compris le modèle de financement sur base d'actifs régulés (BAR). En outre, compte tenu de l'ampleur du défi financier, le gouvernement examinera également la possibilité d'un financement public pendant la construction, sous réserve qu'il y ait un bénéfice pour le consommateur et le contribuable.

(1) Cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021. Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021.

(2) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling ⁽²⁰¹⁹⁾. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling ⁽²⁰¹⁹⁾, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 £ = 1,23 €. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (OIR for all new work index).

(3) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 £ = 1,13 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1 £ = 1,15 €.

10.7 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euro)	2020	2019*
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 446)	(1 380)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 086)	(15 514)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	525	97
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(16 007)	(16 797)

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 liés à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2)

10.8 Pertes de valeur/reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque année et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- 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 ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normal,
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;

- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture :
 - 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 de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, 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 de 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019*
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(31)	(57)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(85)	(47)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(683)	(299)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(799)	(403)

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2019 s'élevaient à (403) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour 127 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT de Dalkia (notamment en Pologne), pour 105 millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment la dépréciation du goodwill d'une entité allemande), pour 49 millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour 33 millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour 27 millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- d'autres actifs pour un montant cumulé de 62 millions d'euros, dont 24 millions d'euros de projets arrêtés en France.

Des pertes de valeur pour un montant de 73 millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2019 (voir note 1.2).

Les pertes de valeur enregistrées en 2020 s'élèvent à 799 millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

10.8.2 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 2020, 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 2020 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 569	6,0 %	« 11 »	-
Italie	Marque Edison	945	6,5 %	2,0 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 332	6,1 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	6,1 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	547	4,3 %	1,4 %	-
	Goodwill DES Groenn (filiale travaux aux États-Unis) (1)	26	6,1 %	1,5 %	(26)
	Marque Dalkia	141	4,3 %	1,4 %	-
Autres pertes de valeur					(5)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(31)

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels, sans projection à l'infini.

(2) Pertes de valeur enregistrées au 30 juin 2020.

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 2020 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Actifs nucléaires*	Diminution des prix de marché et fermeture anticipée de certaines tranches AGR/moindres niveaux de production projetée	6,0 %	(621)
		Investissements réglementaires sur centrales totalement dépréciées	5,4 %	(13)
	Actifs de stockage gaz			
Italie	Actifs hydrauliques*	Evolution défavorable des prix de marchés	6,5 %	(39)
	Services énergétiques*	Rentabilité moindre de certains contrats	6,5 %	(27)
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,6 %	(36)
Autres pertes de valeur				(32)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(768)

* Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2020.

Hypothèses générales

Pour rappel, compte tenu du contexte particulier lié à la crise sanitaire, une approche spécifique avait été retenue pour la clôture semestrielle 2020 afin de tenir compte des conditions macroéconomiques (taux d'actualisation), de l'évolution des prix de marché des matières premières et de l'électricité, des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme et de la situation spécifique de certaines entités du Groupe. Des pertes de valeur avaient ainsi été enregistrées pour un total de 738 millions d'euros au 30 juin 2020.

Au 31 décembre 2020, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test annuel pour les goodwill et actifs incorporels, y compris pour ceux qui avaient fait l'objet d'un test au 30 juin 2020.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché, les prix forward retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à la clôture marqués par une diminution importante par rapport aux niveaux de fin 2019.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement.

Les courbes de prix long terme du scénario 2020 sont en diminution en début d'horizon (2024-2030) par rapport au scénario 2019, avec une perte de valeur du ruban de l'électricité dans les quatre pays principaux (France, UK, Italie, Belgique), comme cela avait été anticipé dans les tests intermédiaires conduits à fin juin 2020, puis en augmentation dans la plupart des pays sur la période suivante (2030-2040) par rapport au scénario 2019. Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- les prix à long terme des commodités fossiles, et notamment du gaz en Europe, évoluent à la baisse entre les deux scénarios, en raison d'hypothèses d'offre de GNL revues à la hausse (nombreuses annonces de nouveaux projets d'usines de liquéfaction dans différentes régions du monde), de ressources abondantes et durablement peu chères aux États-Unis (gaz non conventionnels et gaz associés), et d'une demande européenne orientée à la baisse sur tout l'horizon sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables ;
- dans le même temps, la trajectoire sur les prix des quotas de CO₂ dans le cadre du mécanisme de l'ETS (EU Emissions Trading System) est quant à elle revue à la hausse intégrant le projet de l'Union européenne d'engagements plus contraignants de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre, notamment concernant les objectifs pour les années 2030 et 2050 ;

- des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un inflexissement de la demande en électricité à moyen terme (efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure baisse du prix du gaz livré en Europe). Cette tendance se corrége à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

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. À ce titre, les informations communiquées en matière de sensibilité des valeurs aux prix de l'électricité restent appropriées dans le contexte actuel, les effets de la crise étant considérés comme limités au-delà de l'horizon 2025 et la prise en compte des forwards permettant de capter les effets sur la croissance à court terme.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, la rémunération est anticipée en légère hausse par rapport au scénario 2019 dans la majorité des pays européens, en raison de la révision à la baisse de la rentabilité des actifs de production de pointe sur les marchés de vente de l'électricité, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO₂. Cette tendance structurelle concerne également la France, mais avec un temps de décalage. En effet, l'arrivée d'ici 2025 de nouvelles capacités en France (notamment EPR de Flamanville, CCG à Landisvieu, premier parc éolien maritime...) permettront au système électrique français de retrouver des marges, avec un effet à la baisse sur le prix de la capacité.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en hausse par rapport au 31 décembre 2019 sur la plupart des pays couverts en Europe, compte tenu d'une augmentation du spread de financement EDF conjuguée à une augmentation de la prime de risque marché. Cette hausse est néanmoins plus mesurée qu'au 30 juin 2020 du fait de la révision du spread de financement et de la prise en compte de la baisse des taux sans risque. Au Royaume-Uni, l'évolution du taux d'impôt conduit à un taux d'actualisation stable par rapport au 31 décembre 2019. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée dès le 30 juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays reste en augmentation par rapport à 2019 compte tenu de la volatilité, ce qui conduit à une hausse plus marquée des CMPC. La hausse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2019 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base pour la France et la Belgique et de 40 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font par ailleurs l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2020, les actifs du Groupe sont en grande majorité impactés par le contexte macroéconomique présenté ci-avant et les conséquences éventuelles en termes de pertes de valeur avaient été largement identifiées lors de la clôture semestrielle 2020.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

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 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros. S'agissant des actifs charbon, la fermeture de la centrale de West Burton A reste anticipée à court terme.

S'agissant de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT), la mise à jour du test de perte de valeur bénéficie d'un niveau des *spark spreads* estimé plus favorable sur tout l'horizon par rapport à celui retenu fin 2019. Compte tenu de l'historique de dépréciation de cet actif depuis sa mise en service en 2013, l'excédent calculé dans le cadre du test à cette clôture ne conduit néanmoins pas à l'enregistrement d'une reprise de perte de valeur. La valeur de cet actif est en effet sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *spark spreads* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Segment commercialisation

Les hypothèses de marge sur le long terme ont été révisées à la baisse dans le contexte de crise sanitaire en particulier sur le segment BtoB, les niveaux de marge retenus pour le segment BtoC prenant déjà en compte le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique et en particulier la fin du cap sur le Standard Variable Tariff en 2023. Le test a été mis à jour sur la base de ces hypothèses révisées qui conduisent à une diminution de la valeur recouvrable de l'ordre de 40 % par rapport au 31 décembre 2019 et de 20 % par rapport au 30 juin 2020 mais reste supérieure à la valeur à tester. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, sans conduire à un risque de perte de valeur, cette UGI ayant par ailleurs des montants d'actifs immobilisés peu significatifs.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (8 tranches, dont 7 réacteurs avancés refroidis au gaz (AGR) et un réacteur à eau pressurisée (REP)) 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 conformément à la stratégie du Groupe. La mise à jour du test pour cette fin d'année 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des tranches de Humberston au plus tard le 7 janvier 2022 et Hinkley Point B en juillet 2022 conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020.

Pour rappel, le test réalisé au 30 juin 2020 intégrait un niveau de production du parc ajusté à la baisse pour les années 2021 et 2022 visant à capter les difficultés récentes de production, les risques d'arrêts imprévus et de retard de remise en service des réacteurs sur ces deux années. La mise à jour de ces hypothèses de production conjuguée à l'impact des prix de marché d'électricité à la baisse, à moyen terme comme à long terme, avait conduit à constater une perte de valeur de 552 millions de livres sterling soit 621 millions d'euros.

Le test mis à jour au 31 décembre 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des deux centrales de Humberston et Hinkley Point B. Les résultats du test conduisent au maintien de la dépréciation enregistrée lors de la clôture semestrielle 2020.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, une variation des prix de +/- 2 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, aurait un impact de +/- 260 millions de livres sterling. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 3 % sur tout l'horizon conduirait à une variation de +/- 400 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 300 millions de livres sterling.

Goodwill

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction 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 prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 £/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ; Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme pour déterminer les prix de marché de l'électricité, repartant de la dernière année de flux de trésorerie évaluée en fonction du CfD.

Le test réalisé pour la clôture au 31 décembre 2020 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC, communiqués le 27 janvier 2021, c'est-à-dire de 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 22 et 23 milliards de livres sterling ₂₀₁₉, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling ₂₀₁₉ lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi 2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Les coûts additionnels résultent de la revue détaillée des coûts et du calendrier tenant compte des impacts de la pandémie mesurés à ce jour. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,1 % et 7,2 % (contre une fourchette comprise entre 7,6 % et 7,8 % lors de la précédente revue).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants ainsi que du segment de la commercialisation, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste néanmoins significatif au 31 décembre 2020. 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 du 27 janvier 2021 a maintenu le risque de report de la livraison (*commercial operations date*) à respectivement 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling ₂₀₁₉, 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 30 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service complémentaire de 3 ans et un surcoût associé de 3 milliards de livres sterling, conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, des analyses de sensibilité ont également été conduites sur les hypothèses d'inflation à long terme retenues pour les revenus HPC sur la durée du CfD et au-delà et ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

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. 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, le test de dépréciation de la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Compte tenu du contexte macroéconomique au 30 juin 2020, le test avait été mis à jour et avait mis en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien essentiellement avec l'augmentation du CMPC, sans conduire à enregistrer une perte de valeur. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2020, conformément aux pratiques usuelles, et confirme l'absence de perte de valeur. De plus, une étude externe de valorisation de la marque a été réalisée en 2020 et conduit à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable. Les tests de sensibilité conduits mettent néanmoins en évidence un risque de perte de valeur d'environ 55 millions d'euros en cas de variation à la hausse de 50 points de base du CMPC.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

Concernant les actifs hydrauliques, le test mis à jour au 30 juin 2020 intégrait les diminutions des forwards et la hausse du CMPC sur l'Italie, et avait conduit à enregistrer une perte de valeur de (39) millions d'euros. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 ne conduit pas à identifier de risque complémentaire. Une variation à la hausse de 50 points de base du CMPC conduirait à enregistrer une perte de valeur complémentaire d'environ (15) millions d'euros. Une diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon conduirait à une perte de valeur additionnelle de même ordre.

Concernant les services énergétiques, une perte de valeur d'un montant de (27) millions d'euros dont (23) millions d'euros au 30 juin 2020 a été enregistrée sur les actifs d'Edison Facility Solution en lien notamment avec la diminution des perspectives de rentabilité de certains contrats.

S'agissant des actifs éoliens, la diminution de la valeur recouvrable constatée au 30 juin 2020 principalement du fait de la mise à jour des scénarios de prix est confirmée et s'élève à près de 10 % par rapport au 31 décembre 2019, la marge reste néanmoins significative. Les analyses de sensibilité sur le CMPC (augmentation de 50 points de base) et sur les variations de prix (diminution de 5 %) ne remettent pas en cause les conclusions du test.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction des nouveaux CGT de nouvelle génération Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MW et 760 MW à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et dont la production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des clean spark spreads ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie présentés en activité poursuivie, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2020 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Framatome s'élève à 1 332 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 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 tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test reste très significative, néanmoins la mise à jour du test au 31 décembre 2020 montre une diminution de la valeur recouvrable par rapport au 31 décembre 2019 principalement en lien avec la hausse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé 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.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans, marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

EDF Renewables

Les actifs d'EDF Renewables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de Price Purchase Agreement (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et, de ce fait, une faible exposition marché.

Sur l'exercice 2020, (36) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renewables dont (21) millions d'euros au titre de la dépréciation d'un parc éolien aux États-Unis en cours de cession avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs. Les autres pertes de valeur concernent des actifs spécifiques.

Par ailleurs, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une réduction des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire relatifs à certains contrats conclus entre 2006 et 2010. EDF Renewables détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette potentielle révision de tarif pour une capacité totale de 145 MWc nets. Un décret en Conseil d'État, pris après avis de

la Commission de régulation de l'énergie, et dont le calendrier de publication n'est pas encore connu, doit préciser les modalités d'application de ces dispositions. Dans l'attente de ces éléments, aucun risque éventuel de perte de valeur ne peut être estimé à ce stade.

Dalkia

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Dalkia ressort à 547 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. Pour rappel, le test Dalkia conduit au 30 juin 2020 mettait en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien avec le contexte macroéconomique. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 30 juin 2020, notamment le taux d'actualisation, mais également de l'impact favorable de la diminution des impôts de production prévue dans le cadre du plan de relance. Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable retrouve un niveau proche de celui du 31 décembre 2019 et reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres clés du test sont l'évaluation 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 141 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2020 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, compte tenu des impacts de la crise sur les filiales travaux, des tests ont été réalisés sur des actifs spécifiques dès le 30 juin 2020 et ont conduit à enregistrer une perte de valeur de (26) millions d'euros sur le goodwill reconnu suite à l'acquisition d'une filiale aux États-Unis. S'agissant de la filiale travaux Intech, au Royaume-Uni, un test a également été réalisé compte tenu des résultats déficitaires importants constatés sur l'année 2020 sur cette UGT sans mettre en évidence de perte de valeur. Des analyses de valeur seul ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

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 principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2020. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MW telles qu'inscrites dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 déterminées fin 2019 c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation de son coût de construction à 12,4 milliards d'euros²⁰²⁰, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente, principalement liée aux surcoûts exceptionnels pour la réparation des soudures de traversée. Le test prend en compte l'enregistrement de ces coûts anormaux en autres produits et charges d'exploitation et non pas comme actif immobilisé.

Comme au 30 juin 2020, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en diminution par rapport au 31 décembre 2019, mais la marge du test reste significative par rapport à la valeur à tester. Le calcul de la valeur recouvrable prend notamment en compte au-delà du contexte macroéconomique défavorable (scénarios de prix à moyen terme et long terme, CMPC), la révision des hypothèses de production d'électricité et l'augmentation du coût du Grand Carénage, particulièrement en lien avec la crise sanitaire, conformément aux annonces faites par le Groupe, et à l'inverse, les effets favorables du plan de relance sur les impôts de production.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les hypothèses structurantes du test relient 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.

Autre International – Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester. La diminution de valeur constatée au premier semestre

du fait des scénarios de prix de l'électricité et de l'attrition projetée du portefeuille client, est compensée par une plus forte valorisation de l'éolien en lien avec l'augmentation des capacités.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusqu'en 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2020 à hauteur de (189) millions d'euros au titre d'actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités intervenant au sein de secteurs très fortement impactés par la crise et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France**Principes et méthodes comptables**

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France 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.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition.

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;

- le coût de production des biens réalisés 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, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

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.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

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, au travers de 421 contrats de concession au 31 décembre 2020. 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 concessionnel 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.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2020. À fin 2020, 240 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec des métropoles, des communautés urbaines, des syndicats – départementaux ou intercommunaux – et des communes. Plus des deux tiers des contrats avec des syndicats départementaux et des contrats avec des métropoles ou communes urbaines ont d'ores et déjà été renouvelés selon le nouveau modèle. Ils s'ajoutent aux 42 contrats précédemment renouvelés ou modifiés qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle. L'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin d'avoir renouvelé la quasi-totalité des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à fin 2021.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2020
Terrains et constructions	3 061	177	(18)	(1)	3 219
Réseaux	96 970	4 383	(465)	11	100 899
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 624	466	(218)	-	4 872
Immobilisations en cours ⁽³⁾	1 880	(56)	(1)	5	1 828
Valeurs brutes	106 535	4 970	(702)	15	110 818
Terrains et constructions	(1 523)	(74)	15	(10)	(1 592)
Réseaux	(43 724)	(234)	361	(2 276)	(45 873)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(2 875)	(210)	204	(120)	(3 001)
Amortissements et pertes de valeur	(48 122)	(518)	580	(2 406)	(50 466)
VALEURS NETTES	58 413	4 452	(122)	(2 391)	60 352

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants. En 2020, elles incluent 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAII.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de patris de concessions.

(3) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, 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) :
 - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
 - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN, 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.

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.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Contre-valeur des biens*	52 907	51 085
Financement concessionnaire non amorti	(28 730)	(27 387)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 177	23 698
Amortissement du financement du concédant	15 000	14 389
Provisions pour renouvellement	9 243	9 378
Droits sur biens à renouveler	24 243	23 767
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	48 420	47 465

* Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 108 millions d'euros (131 millions d'euros en 2019). Au 31 décembre 2020, ce poste inclut 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAN.

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2020			31/12/2019	
(en millions d'euros)	Notes	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	12.1	50,10	1 378	237	1 417	308
Taishan (TNPJVC)*	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 165	13
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	1 742	-	1 448	59
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	1 198	70	1 063	77
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 321	62
Sous total			6 794	362	6 414	519
CENG (reclassé en actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente)	3.2	49,99	n.a.	63	n.a.	288
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	3.1.2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	11
Sous total				63		299
TOTAL			6 794	425	6 414	818

n.a. : non applicable n.c. : non communiqué

* 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 2020.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du pôle CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	19 202	18 568
Actifs courants	3 712	3 120
TOTAL ACTIF	22 914	21 688
Capitaux propres	2 750	2 829
Passifs non courants	15 630	15 059
Passifs courants	4 534	3 800
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	22 914	21 688
Chiffre d'affaires	4 729	4 856
Excédent brut d'exploitation	1 914	2 181
Résultat net	473	615
Endettement financier net	12 700	12 256
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(188)	(279)
Dividendes versés	367	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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	12 183	11 595
Actifs courants	618	451
TOTAL ACTIF	12 801	12 046
Capitaux propres	3 882	3 279
Passifs non courants	7 467	7 777
Passifs courants	1 452	990
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	12 801	12 046
Chiffre d'affaires	783	32
Résultat net	44	(8)
Dividendes versés	-	-

12.2.2 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. 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. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

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. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

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. Pour rappel, 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 après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont pas connus à ce jour. Le test de dépréciation réalisé au 31 décembre 2020 a été mis à jour en tenant compte de ces incertitudes liées au niveau tarifaire et à certaines hypothèses opérationnelles ajustées suite aux opérations conduites en 2020. Les résultats obtenus permettent de conforter l'absence de perte de valeur de la participation dans les comptes au 31 décembre 2020.

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renewables se situent principalement aux États Unis, en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe et dont la mise en service commerciale a eu lieu en septembre 2019 pour la première turbine et en octobre 2019 pour la seconde ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024 ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe.

Sur l'exercice 2020 (189) 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, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteur très fortement impactées par la crise et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Sur l'exercice 2019, (73) 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, de montant individuellement non significatif.

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renewables en 2020

Le consortium EDF Renewables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction

Le 22 décembre 2020, le consortium, constitué du groupe EDF, via sa filiale EDF Renewables et du chinois Jinko Power HK, filiale de Jinko Power Technology Co. Ltd., a finalisé le financement du projet photovoltaïque Al Dhafra PV2 d'une capacité de 2,1 GW à Abu Dhabi, aux Émirats arabes-unis. Cette opération a été menée avec TAQA Group et Masdar, les actionnaires d'Abu Dhabi et leaders sur les marchés de l'électricité et du renouvelable.

D'un montant d'environ 1 milliard de dollars, l'opération a été réalisée en financement de projet, par un groupement bancaire.

La finalisation du financement permet le lancement de la construction de la centrale photovoltaïque. Située dans la région d'Al Dhafra, à 35 kilomètres au sud de la ville d'Abu Dhabi, elle sera la plus puissante au monde. Dotée de plus de 4 millions de modules photovoltaïques, la centrale solaire couvrira une zone de climat désertique d'environ 20 kilomètres carrés.

Dès sa mise en service prévue en 2022, Al Dhafra PV2 pourra alimenter en électricité chaque année, l'équivalent de 160 000 foyers.

Ce projet faisant l'objet d'un partenariat public-privé (PPP), EDF Renewables et Jinko Power en détiennent chacun 20 % des parts ; les 60 % restants reviennent à TAQA Group et Masdar.

Le 23 juillet 2020, les quatre partenaires avaient signé le contrat de vente d'électricité (PPA) sur 30 ans.

EDEN Renewables India se renforce avec de nouvelles centrales solaires

Le 1^{er} octobre 2020, EDF Renewables et Total Eren, deux leaders mondiaux des énergies renouvelables, ont annoncé qu'EDEN Renewables India, leur coentreprise dédiée à l'énergie solaire sur le marché indien et détenue à parts égales, avait remporté trois projets de centrales photovoltaïques d'un total de 1 350 MWC au Rajasthan, dans le nord de l'Inde.

À fin 2020, EDEN Renewables confirme ses ambitions en Inde avec plus de 1,2 GW de projets éoliens ou solaires en exploitation ou en construction.

Par ailleurs, EDEN Renewables y a renforcé son portefeuille de projets en emportant notamment entre avril et juillet 2020 :

- deux projets photovoltaïques de 450 MWc⁽¹⁾ lors des derniers appels d'offres organisés par la Solar Energy Corporation of India (SECI VIII et SECI IX) ;
- un projet photovoltaïque de 450 MWc⁽¹⁾ lors du dernier appel d'offres organisé par la National Hydro Power Corporation (NHPC) et avec qui un contrat de vente d'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans a été signé fin août 2020.

D'une production attendue de plus de 2 300 GWh par an, ces futures centrales solaires alimenteront en électricité l'équivalent de près de 2 millions de personnes en Inde chaque année.

Les constructions démareront au premier semestre 2021 et les mises en service sont prévues à horizon 2022-2023.

EDF Renewables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp

Le 2 juin 2020, EDF Renewables, Enbridge, entreprise d'infrastructure énergétique de premier plan en Amérique du Nord et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement du chantier du parc éolien en mer de Fécamp. Cette annonce faisait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 500 MW, le parc éolien en mer de Fécamp sera composé de 71 éoliennes localisées entre 13 et 22 km au large des côtes. Sa mise en service est prévue à l'horizon 2024.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à 2 milliards d'euros. La majorité sera financée par une dette sans recours pour le projet. Le parc éolien en mer de Fécamp bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Chacun des actionnaires du projet bénéficie d'une grande expérience dans le domaine de l'éolien en mer et dans la conduite de projets industriels d'envergure :

- **EDF Renewables** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, apporte son savoir-faire en matière de développement, de construction et d'exploitation de projets d'énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien en mer ;
- **Enbridge Inc.** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, est une entreprise nord-américaine figurant parmi les leaders du secteur des infrastructures énergétiques ;
- **wpd offshore** qui détient 30 % du projet, figure parmi les pionniers et les leaders de l'éolien en mer.

Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine

Le 2 juin 2020, EDF et China Energy Investment Corporation (CEI) ont annoncé avoir franchi une nouvelle étape dans leur partenariat industriel à travers la conclusion des accords de joint-venture relatifs aux projets Dongtai IV et V. La nouvelle société commune construit et exploite désormais des projets éoliens en mer d'une capacité totale de 502 MW, situés au large de la province du Jiangsu au nord de Shanghai, en Chine.

L'accord porte sur Dongtai IV, un parc éolien en mer de 302 MW, mis en service en décembre 2019, et sur Dongtai V, un projet de 200 MW en cours de construction et dont la mise en service est prévue en 2021. Conjointement, les deux partenaires poursuivent la construction du projet éolien en mer de Dongtai V et réaliseront les activités d'exploitation et de maintenance des deux parcs. Ces projets sont les premiers projets éoliens en mer du groupe EDF en Chine.

Le Groupe a pris une participation de 37,5 % dans la coentreprise, via ses filiales EDF Renewables et EDF (China) Holding Ltd., tandis que le groupe CEI a conservé le reste du capital par l'intermédiaire de ses filiales Shenhua Renewable et Shenhua Clean Energy Holdings.

La joint-venture est consolidée par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Les évolutions de périmètre de consolidation sont présentées en note 3.1.1, notamment les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 et 2020.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2020 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2020
Stocks et en-cours de production	13.2	(14 049)	(873)	184	(14 738)
Clients et comptes rattachés net de provision	13.3	(15 606)	842	243	(14 521)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	12 867	(861)	(106)	11 900
Créance de Contribution au service public de l'énergie (CSPE)	13.3.4	(1 667)	(328)	2	(1 993)
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	9 379	(189)	361	9 551
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(726)	(270)	255	(740)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(9 802)	(1 679)	939	(10 541)

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissement.

(2) Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que les instruments dérivés liés à l'exploitation.

(1) Équivalent à 300 MWac.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2020 s'explique principalement par l'effet de change pour 320 millions d'euros (notamment sur les stocks, créances clients et dettes fournisseurs en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro) et par la variation de juste valeur des instruments dérivés liés à l'exploitation pour 239 millions d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019 ⁽¹⁾
Variation des stocks	13.2	(873)	191
Variation des créances clients et comptes rattachés	13.3	842	199
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	(861)	(48)
Variation de la créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.3.4	(328)	(864)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs ⁽²⁾	13.3.4 et 13.5	(459)	997
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		(1 679)	475

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1 679) millions d'euros en 2020, principalement du fait de la forte augmentation des stocks (hausse des Certificats de capacité) et des Certificats d'économie d'énergie –

voir note 13.2) et de l'évolution des positions dénouées et appels de marge de l'activité trading. Ces deux éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2019 et 2020.

13.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

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.

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 (fluoruration, 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, fluoruration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

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 notes 5.4.3 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France voir note 5.1).

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.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 564	(33)	10 531	10 649	(4)	10 645
Autre combustible	770	(42)	728	872	(30)	842
Autres approvisionnements	1 660	(398)	1 262	1 624	(360)	1 264
En-cours de production de biens et services	469	(33)	436	497	(30)	467
Autres stocks	1 804	(23)	1 781	869	(38)	831
TOTAL STOCKS	15 267	(529)	14 738	14 511	(462)	14 049

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020 (7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 300 millions d'euros au 31 décembre 2020 (141 millions d'euros au 31 décembre 2019).

L'augmentation de la valeur des « Autres stocks » sur 2020 est principalement liée aux garanties de capacité en France, du fait de la hausse du prix des achats observée depuis les enchères de juin 2020 (voir note 5.1), et aux stocks de CEE (voir note 5.4.3).

13.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

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.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2020	31/12/2019
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		14 686	15 066
dont actifs sur contrat	13.3.3	389	400
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 036	1 583
Dépréciations*		(1 201)	(1 043)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		14 521	15 606

* Voir note 1.4.1.3.

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 6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020 (6 719 millions au 31 décembre 2019).

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

13.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2020			31/12/2019		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<i>(en millions d'euros)</i>						
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	15 722	(1 201)	14 521	16 649	(1 043)	15 606
dont créances échues de moins de 6 mois	1 249	(242)	1 007	1 262	(187)	1 075
dont créances échues de 6 à 12 mois	465	(193)	272	367	(124)	243
dont créances échues de plus de 12 mois	851	(526)	325	940	(514)	426
dont total des créances échues	2 565	(961)	1 604	2 569	(825)	1 744
dont total des créances non échues	13 157	(240)	12 917	14 080	(218)	13 862

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

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.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2020	31/12/2019
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	84	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	60	32
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	792	1 042

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 792 millions d'euros au 31 décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 042 millions d'euros en décembre 2019).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2020	31/12/2019
Charges constatées d'avance	1 457	1 429
Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	1 993	1 667
Créances TVA	1 988	2 022
Créances fiscales (hors TVA)	248	153
Autres créances d'exploitation	3 247	3 540
AUTRES DÉBITEURS	8 933	8 811
dont part non courante	2 015	1 930
dont part courante	6 918	6 881
dont valeurs brutes	9 013	8 877
dont dépréciation	(80)	(66)

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 045 millions d'euros (1 278 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France – Activités de production et commercialisation.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2020 s'élève à 8 081 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 732 millions d'euros (dont 5 333 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 399 millions d'euros au titre du Budget Général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 31 décembre 2020 s'élève ainsi à 1 974 millions d'euros que l'État doit à EDF SA. Un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances initiale 2020 votée fin 2019, qui prévoit la suppression du CAS dès janvier 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 le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la répartition des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 millions d'euros).

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 868	11 243
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 032	1 624
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	11 900	12 867

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.

13.5 Autres crédetes

Les éléments constitutifs des autres crédetes se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dont passifs sur contrat	31/12/2019	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 788	1 344	1 975	1 761
Fournisseurs d'immobilisations	4 196	-	3 824	-
Dettes fiscales	4 532	-	4 439	-
Dettes sociales	4 712	-	4 535	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 290	3 233	3 412	3 412
Autres produits constatés d'avance*	827	430	641	509
Autres dettes	2 390	-	2 712	-
AUTRES CRÉDITEURS	21 735	5 007	21 538	5 682
dont part non courante	4 874	3 092	4 928	3 473
dont part courante	16 861	1 915	16 610	2 209

* Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 518 millions d'euros (651 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2020, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 502 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minime de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (560 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2020, 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 1 713 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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).

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

13.5.4 Autres dettes

Principes et méthodes comptables

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créiteurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2020 pour 414 millions d'euros (543 millions d'euros sur l'année 2019).

13.5.5 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)	31/12/2019	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	31/12/2020
Acomptes reçus	1 761	1 066	(1 429)	(25)	(1)	4	(32)	1 344
Produits constatés d'avance long terme	3 412	465	(705)	-	60	14	(13)	3 233
Autres produits constatés d'avance	509	320	(390)	-	-	1	(10)	430

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 344 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 3 663 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et commercialisation), soit un total de 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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 10 910 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exelium pour un montant de 1 183 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.

Note 14 Capitaux propres et résultat par action

14.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une 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.

Au 31 décembre 2020, le capital social s'élève à 1 549 961 289,50 euros composé de 3 099 923 579 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,68 % par l'État, 14,94 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,36 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions autodétenues.

En 2020, la variation de capital est liée à une annulation d'actions autodétenues.

En 2019, la variation du capital 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.

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.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

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.

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 2020, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 830 000 actions pour une valeur de 10 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019, se montait à 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et 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 s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

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 exerçables 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. 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.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2020

Au 31 décembre 2020, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 290 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (9 209 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les opérations d'émission de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2020 pour un montant net total de 2 081 millions d'euros (voir note 14.4.2).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020 et de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2021, une rémunération d'environ 276 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 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

14.4.2 Évolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2020

Émissions d'obligations hybrides

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliards d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030.

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 6,5 ans (avec une première date de révision en mars 2027) pour les obligations hybrides à 6,5 ans et dans 10 ans (avec une première date de révision en septembre 2030) pour les obligations hybrides à 10 ans, et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Le règlement-livraison est intervenu le 15 septembre 2020, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Ces émissions marquent l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Les fonds levés par les obligations hybrides sont utilisés pour les besoins généraux de la Société.

Les obligations hybrides sont admises aux négociations sur Euronext Paris. Les agences de notation ont attribué aux Obligations Hybrides une note de Baa3/BB-/BBB (Moody's/S&P/Fitch), avec 50 % du montant de cette émission retenu en tant que fonds propres par les agences.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 2 081 millions d'euros.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)

Principes et méthodes comptables

OCEANES (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANES, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANES Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros. Ces obligations ont été comptabilisées pour un

montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2020			31/12/2019		
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Principales participations ne donnant pas le contrôle :						
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 526	(91)	2 764	(16)	
NINB Holding Ltd	33,5 %	4 716	1	3 977	5	
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	515	11	516	10	
Luminus SA	31,4 %	400	(5)	376	(6)	
Framatome	24,5 %	115	(26)	163	(22)	
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 321	75	1 528	56	
TOTAL		9 593	(35)	9 324	27	

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., 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 d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle Framatome, détenue 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 Asgstem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy 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 202 millions d'euros au 31 décembre 2020 (239 millions d'euros en 2019).

14.6.2 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)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	23 317	25 807
Actifs courants	4 399	3 649
TOTAL ACTIF	27 716	29 456
Capitaux propres	12 630	13 820
Passifs non courants	14 741	15 175
Passifs courant	345	461
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	27 716	29 456
Chiffre d'affaires	3 091	2 807
Résultat net	(455)	(81)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(735)	841
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	982	328
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(380)	(474)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(335)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	329	472
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	267	(146)
Incidence des variations de change	(11)	17
Autres incidences	-	(14)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	585	329
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	68	-

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

14.7 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)	2020	2019*
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	650	5 155
• dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	804	5 639
• dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	(154)	(484)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(501)	(589)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	149	4 566
• dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	303	5 050
• dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	(154)	(484)
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	1	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	150	4 566
• dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	304	5 050
• dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	(154)	(484)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 106 323 609	3 029 504 511
Effet des instruments dilutifs	9 149 131	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 115 472 740	3 029 504 511
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,05	1,50
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,05	1,50
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	0,10	1,67
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	0,10	1,67
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	(0,05)	(0,17)
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	(0,05)	(0,17)

* Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANES (voir note 18.3.2.2). Le calcul du

résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANES, réalisable à compter du 15 décembre 2020. Cet impact est non significatif sur le résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action de l'exercice 2020.

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

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 ou opérations similaires, 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.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

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 ».

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 ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

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 ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au

coût du 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 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.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 430	26 137	27 567	1 432	23 822	25 254
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	723	32 196	32 919	364	31 761	32 125
Provisions liées à la production nucléaire	2 153	58 333	60 486	1 796	55 583	57 379

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 15.1	EDF Energy Note 15.2	Belgique Note 15.3	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	11 322	1 286	-	12 608
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	546	-	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	1 106	7	14 413
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2020	24 622	2 938	7	27 567
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2019	22 159	3 088	7	25 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	10 170	377	28 036
Provisions pour derniers cœurs	2 711	2 172	-	4 883
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2020	20 200	12 342	377	32 919
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2019	19 561	12 195	369	32 125
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2020	44 822	15 280	384	60 486
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2019	41 720	15 283	376	57 379

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

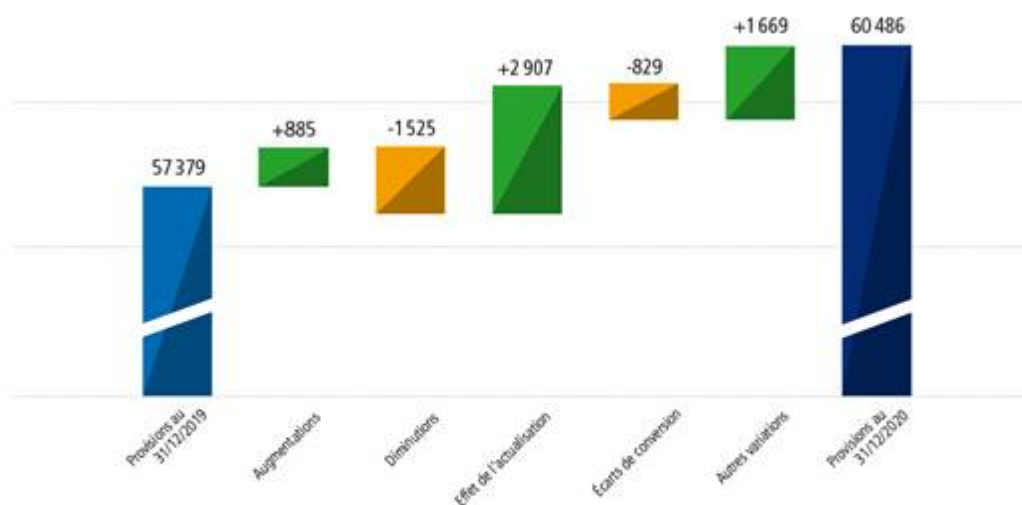
(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	12 326	639	(950)	660	(79)	12	12 608
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 337	9	(25)	56	(29)	(802)	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	11 591	104	(221)	1 069	(58)	1 928	14 413
Provisions pour aval du cycle nucléaire	25 254	752	(1 196)	1 785	(166)	1 138	27 567
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	27 609	133	(230)	957	(557)	124	28 036
Provisions pour derniers cœurs	4 516	-	(99)	165	(106)	407	4 883
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 125	133	(329)	1 122	(663)	531	32 919
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	57 379	885	(1 525)	2 907	(829)	1 669	60 486
Dont part courante	1 796						2 153
Dont part non courante	55 583						58 333

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2020 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation réel de 20 bps en France et au Royaume-Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 1 042 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 351 millions d'euros au

titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ainsi qu'au Royaume-Uni ; créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2020 est la suivante :

Provisions liées à la production nucléaire en M€



15.1 Provisions nucléaires
et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement 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 précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

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 qui sont décrits en note 1.3.4.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	10 823	625	(744)	626	(8)	11 322
• dont non liées au cycle d'exploitation		1 152	65	(14)	109	(15)	1 297
• dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		1 019	41	(35)	51	-	1 076
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	15.1.1.2	805	6	(25)	46	(832)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	10 531	101	(221)	1 016	1 873	13 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire		22 159	732	(990)	1 688	1 033	24 622
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	16 937	133	(181)	780	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 624	-	(99)	94	92	2 711
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		19 561	133	(280)	874	(88)	20 200
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		41 720	865	(1 270)	2 562	945	44 822
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*		40 701	824	(1 235)	2 511	945	43 746
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*		1 019	41	(35)	51	-	1 076

* Champ d'application 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. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 520 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2020 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les autres mouvements comprennent notamment :

- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 pour les provisions adossées à des actifs pour 707 millions d'euros ;
- un reclassement de montants relevant principalement des provisions pour reprise et conditionnement des déchets pour un montant de 841 millions d'euros et des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires (correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée) pour un montant de 813 millions d'euros, vers la catégorie des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) 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 UPT 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 demeurait propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) 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 Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

15.1.1.1 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 Recyclage 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 à réaliser par Orano Recyclage 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 pour gestion du combustible usé concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage 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 2020 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines et a réalisé des tests portant sur les interfaces entre les fournisseurs. La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'entreposage de l'uranium de retraitement (soit 882 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.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fera l'objet d'une concertation publique spécifique en 2021 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Suite aux opérations de recensement effectuées au 31 décembre 2020 telles qu'explicitées en 15.1.1, ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, 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, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation – opérations provisionnées auparavant au sein des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et des provisions pour reprise et conditionnement de déchets ;
- à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'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 notamment 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)	Centres de stockage concernés	31/12/2020	31/12/2019
Déchets TFA et FMA	TFA Morvilliers (Andra) FMA : Soulaïmes (Andra)	2 856	1 561
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïmes (Andra)	365	330
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 079	8 640
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		13 300	10 531

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïmes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants et les coûts de l'usine de Cyclife France pour le traitement des déchets.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait 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).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvrent la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le Gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Une évolution de réglementation a été proposée par la Direction Générale de Prévention des Risques (DGPR) et a fait l'objet d'une consultation du public.

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 situés dans la région de Soullaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5^e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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 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 provisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, 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 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

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 de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. 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 du 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.

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.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. 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'experts 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.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La Revue de Conception Détaillée organisée à la demande de la DGECL par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est désormais prévue fin 2021, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Le 3 août 2020, l'ANDRA a déposé, auprès du ministère de la Transition écologique, un dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo. Après instruction par les services de l'État, cette demande fera l'objet d'une enquête publique qui devrait se tenir au deuxième trimestre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue fin 2021.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 675 millions d'euros).

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-25 à L. 593-20 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif 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) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- 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 actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première

génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, 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 la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois d'améliorer la robustesse des études et de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, ni 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.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de désiquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	-	(43)	474	(900)	12 775
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	133	(138)	306	720	4 714
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	16 937	133	(181)	780	(180)	17 489

Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement des provisions pour déconstruction relatives aux deux tranches de Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées » suite à leurs mises à l'arrêt définitif sur le 1^{er} semestre 2020.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission 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 intercomparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (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.

ÉTATS FINANCIERS
Annexe aux comptes consolidés**6**

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 a permis 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 série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement 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.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- 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, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, 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.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série (resp. mutualisation). Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction de nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiable et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). L'évaluation précise de ces risques est en cours sur la base de la tête de série 900 MW (Fessenheim). Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,5 % pour l'ensemble du parc (20 % pour la tête de série 900).

La démarche ainsi mise en œuvre en 2016 et les résultats des travaux avaient été présentés à l'autorité administrative et fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

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 annuels de devis non significatifs.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Il est par ailleurs à noter en 2020 les mouvements suivants sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, hormis le reclassement de la provision relative à la centrale de Fessenheim en provision pour déconstruction des centrales arrêtées :

- le périmètre de ces provisions intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) mis en service en 2020 dans le cadre du Programme Grand Carénage, entraînant un accroissement de la provision pour 23 millions d'euros ;
- comme précisé en note 1.3.4.2, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5^e visite décennale. À ce titre, les provisions nucléaires ont été réestimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires (dont 26 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie des actifs au bilan, comme annoncé dans la note 4.1 de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2019 ;
- suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2017 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, un montant de 813 millions d'euros, correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée, a été reclassé vers les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros 2020) de 2 tranches TTS 900 MW (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MW à comparer au 0,35 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

À l'exception des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (pour lesquels les provisions sont évaluées suivant les modalités du parc REP en exploitation décrites plus haut), le démantèlement des autres réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A (mais inséré dans une cavemé), 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. Ils sont revus annuellement depuis 2015. 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 15.1.1.2.2 « 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée 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 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 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1ère phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et est appelé à se dérouler jusqu'à juillet 2021.

Au 31 décembre 2020, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)		
Réacteur à eau pressurisé – REP – Chooz A	215	176
Réacteur à eau pressurisé REP – Fessenheim*	810	689
Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 352	2 967
Réacteur à eau lourde – Brennilis	321	276
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	557	494

* Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,85 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compactité, d'un cœur enclôssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Le décret de démantèlement prévoit qu'elles soient suivies d'une période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne d'une vingtaine d'années conduisant à un déclassement de l'installation en 2047 ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtés entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;

- Creys Mahville : arrêté en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture et retrait des bouchons de la cuve, début de découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes). Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- Brennilis : arrêté en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040).

15.1.1.4 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 (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). 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. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 59 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation était déterminé sur base de la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT de duration aussi proche que possible de celle de la duration des engagements nucléaires (OAT 2055), à laquelle était ajouté le spread des obligations cotées de notation A à AA.

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,51 % pour 2020. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [-0,6 % ; 0,2 %] pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,2 % ; 3,2 %] pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,51 % pour les flux au-delà de 50 ans.

Cette évolution des modalités de calcul du taux d'actualisation permet la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle (en lieu et place d'un taux moyen relatif à une seule duration représentative de la duration moyenne des engagements), soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de la modification des références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations investment grade et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,2 % (respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit un taux d'actualisation réel de 2,1 % au 31 décembre 2020 (2,3 % au 31 décembre 2019).

Sur la base des modalités de calcul en vigueur jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation réel s'établirait également à 2,1 %.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 32.1.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes réglementaires suivants :

- décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie au sein du Code de l'environnement et actualise le décret initial du 23 février 2007 ;
- arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Au regard de ces décrets et arrêtés, le taux d'actualisation, à compter du 1^{er} juillet 2020, doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;

- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,7 % (taux réel de 2,66 % arrondi à 2,7 %) au 31 décembre 2020.

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2020, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,1 %.

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la réglementation en vigueur avant l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC 30, s'établissait à

3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019. Le taux d'actualisation nominal retenu dans les états financiers au 31 décembre 2019 s'établissait quant à lui à 3,7 %.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;
- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mis en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

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.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006

	31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 998	10 246	18 437	9 804
• dont non lié au cycle d'exploitation	2 727	1 297	2 491	1 152
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	-	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	35 580	13 300	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	54 578	23 546	52 052	21 140
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 693	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 400	4 714	6 428	3 693
Derniers cœurs	4 258	2 711	4 331	2 624
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 351	20 200	31 893	19 561
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – Périmètre loi du 28 juin 2006		43 746		40 701

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006

	31/12/2020		
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 176	11 822	18 998
• dont non lié au cycle d'exploitation	239	2 488	2 727
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 094	30 486	35 580
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	12 270	42 308	54 578
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	707	18 986	19 693
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 756	4 644	7 400
Derniers cœurs	848	3 410	4 258
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	4 311	27 040	31 351

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 40 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 47 % et à 96 % pour la déconstruction.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

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 coûts :

Pour l'exercice 2020

(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	11 322	(261)	287	229	(253)
● provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-				
● gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
Déconstruction et derniers coûts :					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
● derniers coûts	2 711	(91)	97	-	-
TOTAL	44 822	(1 803)	2 032	1 035	(1 221)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>32 676</i>	<i>(1 564)</i>	<i>1 772</i>	<i>875</i>	<i>(1 043)</i>

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 coûts :					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
● derniers coûts	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	41 720	(1 645)	1 799	912	(1 025)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>29 975</i>	<i>(1 423)</i>	<i>1 559</i>	<i>769</i>	<i>(868)</i>

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 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 définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 à 18 du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut sous certaines conditions les actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, 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 15.1.2.2 ci-après).

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 %.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, en dehors de l'obligation de dotation en 2020 à hauteur de 797 millions d'euros compte tenu des dispositions réglementaires préexistantes, confirmée à EDF par un courrier de l'autorité administrative du 12 février 2020, il n'y a plus d'obligation de dotation aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition 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.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés :

- en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) ;
- en 2013, par la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest » ; ainsi que
- l'affectation en 2013 de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, remboursée en totalité au 31 décembre 2020.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une 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 d'ici 2025.

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 et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020 (8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces FCPR sont constitués principalement de 13 fonds cotés pour 9 742 millions d'euros (au 31 décembre 2019, 12 FCPR cotés pour 7 875 millions d'euros).

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.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, 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 les actifs de rendement ci-dessous).

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).

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, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2020, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 905 millions d'euros, dont 6 420 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020 (2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosol, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Central Sicaf, Ecowest, Koran & Partenaires Immobilier, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni, Portugal) présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2020

En avril 2020, EDF Invest a acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (smart meters) ainsi que des participations minoritaires dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

En décembre 2020, EDF SA a également acquis auprès d'EDF Renewables des participations dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 du solde de la participation dans les parcs éoliens MiRose et Red Pine acquis en 2019 auprès d'EDF Renewables.

Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs et 498 millions d'euros en numéraire, conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 pesant sur EDF (voir note 15.1.2.1).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers, avec une hausse importante sur les marchés actions jusqu'à mi-février, puis l'extension de la crise de la Covid-19 qui a conduit à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans avec un point bas au 20 mars et finalement un rebond significatif jusqu'à la fin du semestre sous l'effet notamment de l'intervention en urgence des banques centrales. Ce premier semestre avait conduit à enregistrer des variations de juste valeur négatives du portefeuille, qui ont été effacées progressivement pour finir l'année 2020 avec de bonnes performances pour l'ensemble des actifs – notamment du fait de la mise en œuvre de mesures exceptionnelles de soutien à l'économie, budgétaires et monétaires.

En effet, la Banque Fédérale Américaine a de nouveau adopté une politique de taux zéro, tout comme la BCE a mis en place une politique d'achat d'actifs d'une ampleur inégalée mais surtout sur des actifs de qualité bien moindre que lors des précédents

Quantitative Easing. Ainsi, et contrairement à ce que l'on pouvait anticiper en début d'année, les taux des emprunts d'État ont baissé significativement (-0,4 % sur le Bund 10 ans à -0,58 %, -0,9 % sur l'emprunt d'État italien (BTP) à +0,52 %). Enfin, l'année s'est terminée favorablement avec la fin des incertitudes politiques sur les élections présidentielles américaines et surtout un accord in extremis sur le Brexit.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2020 dans le résultat financier à hauteur de 1 218 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 545 millions d'euros en 2019.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2020 en OCI à hauteur de 62 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 162 millions d'euros en 2019.

Des retraits pour un montant de 431 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2020 (442 millions d'euros en 2019).

15.1.2.4 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)		31/12/2020		31/12/2019	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Présentation au bilan consolidé					
Actifs de rendement (EDF Invest)		4 677	6 420	4 304	6 080
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 378	2 788	1 417	2 926
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	1 974	2 252	1 563	1 777
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 309	1 364	1 334	1 387
Dérivés	Juste valeur des dérivés	16	16	(10)	(10)
Actifs de croissance		13 692	13 692	13 300	13 300
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	13 174	13 174	12 978	12 978
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	330	330	276	276
Dérivés	Juste valeur des dérivés	188	188	46	46
Actifs de taux		13 736	13 736	12 240	12 244
Obligations	Titres de dettes	12 371	12 371	11 225	11 225
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	155	155	142	142
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 185	1 185	188	188
Créance de CSPE ⁽⁴⁾	Prêts et créances financières	-	-	684	688
Dérivés	Juste valeur des dérivés	25	25	1	1
TOTAL ACTIFS DEDIES D'EDF		32 105	33 848	29 844	31 624

(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 1 183 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) 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, intégralement remboursée au 31 décembre 2020 conformément à l'échéancier.

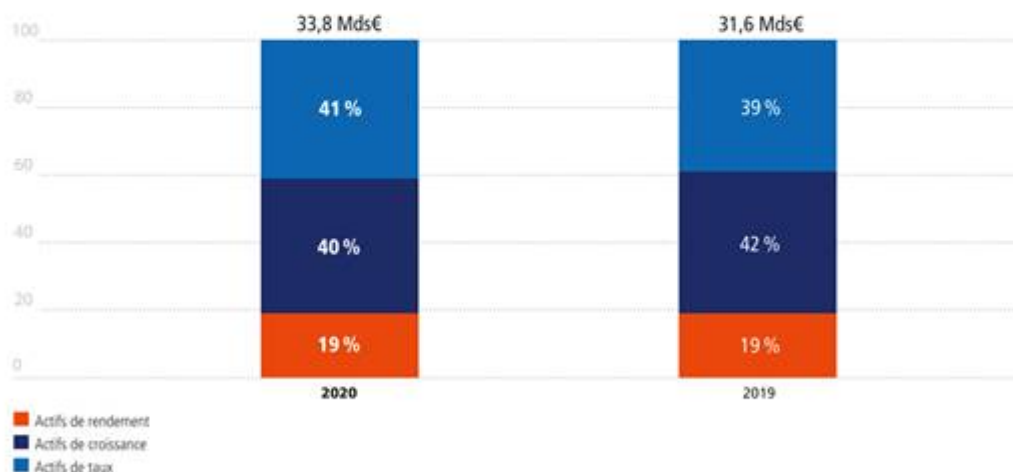
6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

La composition des actifs dédiés en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (en valeur de réalisation) :

Composition des actifs dédiés

en %



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

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)	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 297	1 152
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	10 531
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	-	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	16 937
Provisions pour derniers coeurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	590	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	32 676	29 975
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	33 848	31 624
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	103,6 %	105,5 %

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,6 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 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 15 280 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- 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 18.1.3) et s'élèvent à 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers coûts se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	1 503	14	(205)	34	(79)	20	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	532	3	-	10	(29)	30	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 053	3	-	53	(58)	55	1 106
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 088	20	(206)	97	(166)	105	2 938
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 303	-	(48)	168	(557)	304	10 170
Provisions pour derniers coûts	1 892	-	-	71	(106)	315	2 172
Provisions pour déconstruction et derniers coûts	12 195	-	(48)	239	(663)	619	12 342
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	15 283	20	(254)	336	(829)	724	15 280

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 et la variation de la provision pour derniers coûts ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation résulte principalement de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 644 millions d'euros, dont 322 millions d'euros ayant pour contrepartie la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique, et 322 millions d'euros ayant pour contrepartie les immobilisations.

15.2.1 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. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. 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 101 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et s'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 13.1).

Des discussions sont en cours depuis 2019 entre EDF Energy et le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement opérationnel des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (Decommissioning Plan Submission – DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. La réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique.

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

	31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	2 318	1 286	2 655	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 875	546	1 979	532
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 724	1 106	3 886	1 053
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	7 917	2 938	8 520	3 088

15.2.3 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 engagé depuis 2019 des discussions avec le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement efficace des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (Decommissioning Plan Submission – DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à

une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019 liée notamment à i) 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 réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique.

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

EDF Energy a annoncé en 2020 la fermeture des centrales AGR Hunterston et Hinkley Point B, prévue respectivement avant le 7 janvier 2022 et avant le 15 juillet 2022. Cette mise à jour d'hypothèses n'a pas d'impact significatif sur les provisions pour déconstruction.

	31/12/2020		31/12/2019	
(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
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	18 175	10 069	19 278	10 187

La diminution des montants des charges aux conditions économiques de fin de période s'explique principalement par l'effet des écarts de conversion.

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Jusqu'au 30 juin 2020, 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 était déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK gilt de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate), à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2020 pour le calcul des passifs nucléaires est de 1,8 % (2,0 % au 31 décembre 2019).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

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 265 millions d'euros au 31 décembre 2020 (259 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- 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 18.1.3) pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondent à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

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.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs provisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets 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.

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.

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, Electricité de Strasbourg, EDF FFI 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 (loi du 9 août 2004), 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 correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du statut national). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congé exceptionnel ;
- 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.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;

- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

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.

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 ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)

	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour avantages du personnel – part courante	879	945
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	22 130	20 539
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	23 009	21 484

16.1.1 Décomposition de la variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2019	33 310	9 690	899	43 899
Charge nette de l'exercice 2020	1 241	456	39	1 736
Écarts actuariels	2 356	896	41	3 293
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	9	-	9
Prestations versées ⁽²⁾	(1 418)	(404)	(25)	(1 847)
Écarts de conversion	-	(530)	(2)	(532)
Autres variations	-	-	-	-
ENGAGEMENTS AU 31/12/2020	35 489	10 117	952	46 558

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2019	(12 581)	(10 712)	(368)	(23 661)
Charge nette de l'exercice 2020	(160)	(215)	(3)	(378)
Écarts actuariels	(1 204)	(1 179)	(7)	(2 390)
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	(9)	-	(9)
Prestations versées	475	404	4	883
Écarts de conversion	-	588	1	589
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2020	(13 470)	(11 406)	(398)	(25 274)

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2019 ⁽³⁾	20 729	(1 022)	531	20 238
Charge nette de l'exercice 2020	1 081	241	36	1 358
Écarts actuariels	1 152	(283)	34	903
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(943)	-	(21)	(964)
Écarts de conversion	-	58	(1)	57
Autres mouvements	-	-	-	-
PASSIF NET AU 31/12/2020	22 019	(1 289)	554	21 284
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				23 009
Actifs financiers non courants ⁽⁴⁾				(1 725)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2)

(2) Le passif net au 31 décembre 2019 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 484 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 246) millions d'euros soit un passif net de 20 238 millions d'euros

(3) Au 31 décembre 2020, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2020

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élèvent à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

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.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2020

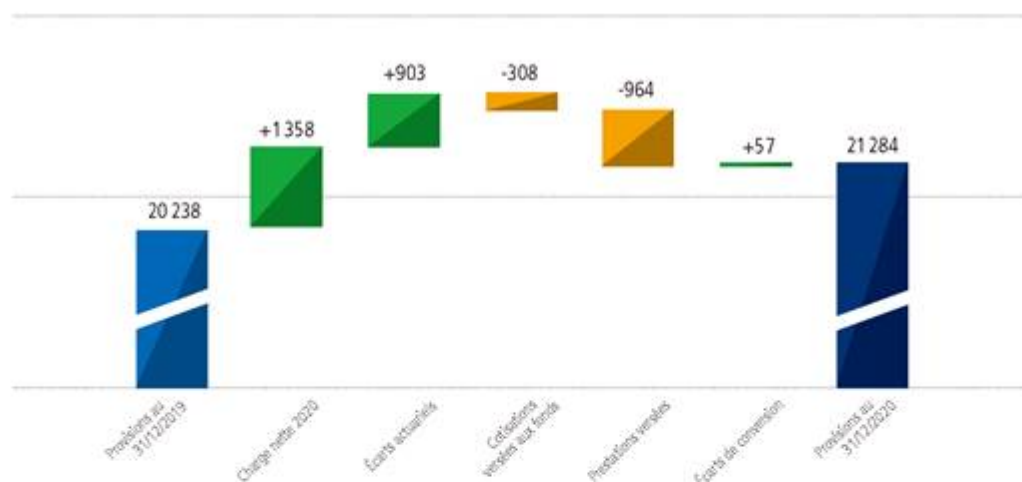
Les écarts actuariels sur actifs générés en 2020 s'élèvent à (2 390) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (1 179) millions d'euros et en France de (1 204) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2020

Le passif net au 31 décembre 2020 s'élève à 21 284 millions d'euros :

- dont 22 019 millions d'euros en France ;
- dont (1 289) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec :
 - la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG pour un montant global de 1 725 millions d'euros contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019. 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 » ;
 - la comptabilisation par EDF Energy d'une provision sur son plan de retraite EEPS de 436 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 224 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'évolution du passif net en 2020 est la suivante :

Provisions pour avantages du personnel
en Mc

16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	0,90 %	1,30 %	1,45 %	2,11 %
Taux d'inflation	1,20 %	1,30 %	2,53 %	2,89 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,30 %	2,40 %	2,37 %	2,28 %

(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 comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus 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 du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2020.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,2 % (1,3 % au 31 décembre 2019).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

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.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2020	
	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 5,0 % / + 5,4 %	- 5,4 % / + 6,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 5,1 % / - 4,7 %	+ 5,4 % / - 4,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 4,9 % / - 4,6 %	+ 0,3 % / - 0,1 %

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2020			
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(809)	(262)	(28)	(1 099)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(272)	21	(8)	(259)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 081)	(241)	(36)	(1 358)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	(1 152)	283	(35)	(903)
Écarts de conversion	-	(58)	1	(57)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(1 152)	225	(34)	(960)

(en millions d'euros)	2019			
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(563)	(230)	(28)	(821)
Coût des services passés	-	-	3	3
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	-	-	(205)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(768)	(230)	(25)	(1 023)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(243)	(20)	(931)
Produit sur les actifs de couverture	252	263	8	523
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(416)	20	(12)	(408)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 184)	(210)	(37)	(1 431)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	(873)	(106)	(5 130)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	998	23	2 668
Écarts actuariels	(2 504)	125	(83)	(2 462)
Écarts de conversion	-	47	(1)	46
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(2 504)	172	(84)	(2 416)

ÉTATS FINANCIERS 6

Annexe aux comptes consolidés

En 2020, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme s'élèvent à (3 439) millions d'euros dont (146) millions au titre des avantages à long terme et (3 293) millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont (896) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (2 502) millions d'euros en France relatif pour (146) millions aux avantages à long terme et (2 356) millions au titre des engagements relatifs aux avantages

postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France 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.

(en millions d'euros)	2020	2019
Variation liée aux écarts d'expérience	(355)	(95)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	(1)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(2 147)	(4 260)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(2 502)	(4 356)
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(4 151)
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(146)	(205)

* Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 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 4.1) 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.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	20 477	18 994
Retraités	15 012	14 316
TOTAL ENGAGEMENTS	35 489	33 310

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	33 893	(13 470)	20 423
Dont :			
Retraites	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	1 596	-	1 596
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	35 489	(13 470)	22 019

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

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

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020 (12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019) 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 :

- 66 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 34 % 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)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DE COUVERTURE	13 470	12 581
Actifs pour régime spécial de retraite	12 671	11 778
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	784	787
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	37 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	63 %	66 %
Autres actifs de couverture	15	16

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 22 % 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 2019.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % 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 + 11 % en 2020.

16.2.4 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	1 385	1 379
De un à cinq ans	4 596	4 460
De cinq à dix ans	5 018	4 629
À plus de dix ans	35 949	25 021
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	46 948	35 489

Au 31 décembre 2020, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 20,6 ans.

16.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	5 702	5 202
Retraités	4 415	4 488
TOTAL ENGAGEMENTS	10 117	9 690

16.3.2 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 11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020 (10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *liability driven investments*. La répartition entre actifs de

croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les trustees et a minima après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 585	8 144
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 585	1 493
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 236	1 075
ACTIFS DE COUVERTURE	11 406	10 712
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	57 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	2 %
Autres	18 %	23 %

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 60 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 71 % 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 1 point de pourcentage par rapport au 31 décembre 2019.

16.3.3 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	409	440
De un à cinq ans	1 742	1 690
De cinq à dix ans	2 419	2 130
À plus de dix ans	9 640	5 857
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	14 210	10 117

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 298 millions d'euros pour l'exercice 2021 (288 millions d'euros employeur et 10 millions d'euros employés). La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,5 ans au 31 décembre 2020.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020			31/12/2019		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	120	1 744	1 864	105	1 573	1 678
Autres provisions	17.2	2 675	3 630	6 305	2 710	3 065	5 775
AUTRES PROVISIONS		2 795	5 374	8 169	2 815	4 638	7 453

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2020	772	128	172	412	380	1 864
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2019	667	143	161	388	319	1 678

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 2020 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 140 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (78 millions d'euros pour Framatome et 62 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 97 millions d'euros pour Framatome et 57 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 124 % pour Framatome et de 91 % pour Cyclife France, principalement en lien avec la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements*	31/12/2020
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	766	8	(28)	(8)	(1)	64	801
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	155	26	(13)	(2)	-	-	166
Provisions pour litiges	479	68	(56)	(101)	-	2	392
Provisions pour contrats onéreux	1 356	527	(261)	(14)	(6)	288	1 890
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 517	1 535	(1 807)	-	-	(53)	1 192
Autres provisions pour risques et charges	1 502	752	(356)	(46)	1	11	1 864
TOTAL	5 775	2 916	(2 521)	(171)	(6)	312	6 305

* Les autres mouvements comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 (voir note 8.2).

Provisions pour contrats onéreux

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.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

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.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

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 notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

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 2020, une provision de 932 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.

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, PEI et Luminus.

En 2020, le Groupe a restitué, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019. En 2019, le Groupe avait restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, une provision de 260 millions d'euros a été comptabilisée au titre des excédents d'émission par rapport aux droits d'émission du Groupe (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Autres provisions pour risques et charges

Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

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.

17.3 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2020 sont les suivants :

17.3.1 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. Comme indiqué dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait 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, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'Etat a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour (voir note 15.1.1.4). En conformité avec IFRIC 23, EDF a inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également 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.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel.

17.3.2 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.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

17.3.3 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 devaient 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'amis 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. De nombreux arrêts de la Cour de cassation ont été rendus entre septembre et décembre 2020. Pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

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.

17.3.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénales, ont été engagées. Les 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. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation et le Conseil d'État. La procédure est en cours, Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics,
- 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. La procédure est en cours ;

- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession. La procédure est en cours, une décision est attendue pour le premier semestre 2021 ;
- 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.

17.3.5 Edison – Mantoue – Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi que l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par Montedison et Edison avec ENI et le ministère de l'Environnement italien et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État.

Par décision du 1^{er} avril 2020, le recours d'Edison a été rejeté par le Conseil d'État et les décisions de première instance ont ainsi été confirmées.

Edison a poursuivi son appel de la décision devant la Cour de cassation et devant le Conseil d'État lui-même.

Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant à une série d'appels d'offres.

17.3.6 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.

En novembre 2020, les parties ont mis fin amiablement à leur contentieux.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs (voir note 18.7).

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.

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, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte du résultat.

18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des 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 des remboursements de principal et des paiements d'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 leur **comptabilisation initiale**, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;

- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés **à la date de transaction** à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est 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 de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

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 ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). 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 *investment grade*.

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée *investment grade*. L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	13 044	5 696	18 740	17 711	6 208	23 919
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	34	228	262	5	447	452
Titres en juste valeur en résultat	2 556	22 807	25 363	1 593	20 193	21 786
Titres de dettes ou de capitaux propres	15 634	28 731	44 365	19 309	26 848	46 157
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	5 038	-	5 038	6 813	-	6 813
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	1 625	3 814	5 439	1 803	3 956	5 759
Prêts et créances financières*	1 235	15 070	16 305	1 476	15 415	16 891
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	23 532	47 615	71 147	29 401	46 219	75 620

* Dont dépréciation pour (432) millions d'euros au 31 décembre 2020 (1352) millions d'euros au 31 décembre 2019).

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs selon**

l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;

- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »).** Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020 (409 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019	
	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	6 172	-	22 226	28 398	26 018
Actifs liquides	12 509	-	2 519	15 028	18 900
Autres actifs*	59	262	618	939	1 240
TOTAL	18 740	262	25 363	44 365	46 157

* Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 919	(5 091)	143	-	(243)	12	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	452	1	(39)	(179)	-	27	262
Titres en juste valeur en résultat	21 786	2 614	819	121	(8)	31	25 363
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	46 157	(2 476)	923	(58)	(251)	70	44 365

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

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 :

	2020			2019		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	224	-	162	297	-	136
Actifs liquides	(29)	-	13	139	-	7
Autres titres	-	(34)	-	-	(22)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	195	(34)	175	436	(22)	143

(1) «(1)» : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.

(2) «(2)» : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable concernent principalement EDF pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020 et pour 293 millions d'euros, dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2019.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2020.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 303
Créance CSPE	-	684
Autres prêts et créances financières	3 271	2 904
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	16 305	16 891

Au 31 décembre 2020, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- 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 2020 s'élèvent à 660 millions d'euros au titre du principal de la créance financière et 30 millions d'euros d'intérêts. Ces remboursements 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. Au 31 décembre 2020, l'État a ainsi remboursé l'intégralité de la créance financière due à EDF (voir note 5.4.1). Cette créance CSPE était 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 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 16.1.1),
- le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture ;
- des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 382 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 559 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2019	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Prêts et créances financières	16 891	(913)	262	(61)	(827)	953	16 305

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (684) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) 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. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court

terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Disponibilités	5 832	3 698
Équivalents de trésorerie	438	236
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	6 270	3 934

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 242 millions d'euros au 31 décembre 2020 (213 millions d'euros au 31 décembre 2019) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). 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.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	54 066	11 525	65 591	56 306	11 074	67 380
Dérivés de transaction – Juste valeur négative*	-	5 125	5 125	-	6 327	6 327
Dérivés de couverture – Juste valeur négative*	1 833	959	2 792	696	1 134	1 830
PASSIFS FINANCIERS	55 899	17 609	73 508	57 002	18 535	75 537

* Voir note 18.7.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 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	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2019	52 448	3 139	5 952	4 510	1 331	67 380
Augmentations	2 531	835	3 235	479	129	7 209
Diminutions	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	(215)	(7 367)
Écarts de conversion	(440)	(119)	(210)	(44)	(6)	(819)
Mouvements de périmètre	(18)	(206)	(19)	(20)	(2)	(265)
Variations de juste valeur	(554)	3	(81)	-	-	(632)
Autres mouvements	(2)	16	(13)	101	(17)	85
SOLDES AU 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

La principale opération réalisée sur 2020 concernant les **emprunts obligataires** est l'émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANES Vertes »). La composante dette de ces OCEANES est présentée dans les emprunts obligataires pour un montant net de frais de 2 389 millions d'euros (voir notes 14.5 et 18.3.2.2).

Au 31 décembre 2020, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 288 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 821 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

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	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2020
Émissions d'emprunts	2 531	835	3 235	-	-	6 601
Remboursements d'emprunts	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	90	(7 062)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2020, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANES) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission*	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	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

Au 31 décembre 2020, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANES Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les obligations ont été émises à un prix de 11,70 euros, i.e. 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de - 1,68 %. La valeur nominale des obligations a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« Euronext Paris ») ⁽¹⁾.

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements

anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

Ces obligations sont cotées sur Euronext AccessTM d'Euronext à Paris.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier 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	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 447	575	5 951	673	879	11 525
Entre un et cinq ans	12 078	1 478	106	2 034	136	15 832
À plus de cinq ans	34 671	1 244	514	1 600	205	38 234
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	4 883	757	2 183	1 943	5 052

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	31/12/2020					
	Structure initiale de la dette		Incidences des instruments de couverture		Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	36 241	55 %	11 798	48 039	73 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	16 735	26 %	(10 958)	5 777	9 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 996	15 %	537	10 533	16 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	4 %	(1 377)	1 242	2 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	100 %	

(1) Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission ce jour jusqu'à la fixation des modalités définitives (pricing) des obligations ce même jour, soit 8,2465 euros.

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 360	50 %	18 491	51 851	77 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	31 %	(14 814)	6 053	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	15 %	(1 705)	8 564	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	4 %	(1 972)	912	1 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	67 380	100 %	-	67 380	100 %

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	100 %

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	62 128	92 %	(21 035)	41 093	61 %
Emprunts à taux variable	5 252	8 %	21 035	26 287	39 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	67 380	100 %	-	67 380	100 %

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

18.3.4 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.

Trois emprunts d'un montant total de 1 150 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 2020 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2019, EDF a signé 3 lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, avec respectivement BBVA, le Groupe Crédit Agricole et la Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intégrant 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.

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (KPI) du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (voir note 20.3.2).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 110 millions d'euros (10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019) incluant 5 650 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

(en millions d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 110	1 808	8 483	819	10 490

18.5 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

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. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers 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.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 563	1 563	24	1 121	418
Titres de dettes	42 802	42 802	2 423	40 337	42
Dérivés de couverture	5 439	5 439	59	5 372	8
Dérivés de transaction	5 038	5 038	289	4 057	692
Équivalents de trésorerie	438	438	343	95	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	55 280	55 280	3 138	50 982	1 160
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 034	-	13 034	-
Autres prêts et créances financières	3 271	3 271	-	3 271	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 305	16 305	-	16 305	-
Dérivés de couverture	2 792	2 792	1	2 791	-
Dérivés de transaction	5 125	5 125	290	4 645	190
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	7 917	7 917	291	7 436	190
Emprunts et dettes financières	65 591	75 680	-	75 680	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	65 591	75 680	-	75 680	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

6

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
Titres de capitaux propres	1 603	1 603	15	1 002	586
Titres de dettes	44 554	44 554	3 718	40 798	38
Dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Dérivés de transaction	6 813	6 813	53	6 244	516
Équivalents de trésorerie	236	236	156	80	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	58 965	58 965	3 957	53 855	1 153
Créances à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Créance CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 891	16 895	-	16 895	-
Dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	8 157	8 157	43	7 739	375
Emprunts et dettes financières	67 380	75 407	-	75 407	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	67 380	75 407	-	75 407	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 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.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2020.

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.

Risques marchés énergies

Dans un contexte concurrentiel 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 déréglés 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.

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.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les swaps, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits *own use*

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, 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 retenue lorsque 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 des 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.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, 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 de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

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.

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, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

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 définis initialement 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 :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies de couvertures

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 sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux).

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 de l'instrument de couverture 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 non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

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 part 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.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (trading) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	5 439	5 759
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(2 792)	(1 830)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 647	3 929
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	5 038	6 813
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(5 125)	(6 327)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(87)	486

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	3 149	2 939
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	(733)	877
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	231	113
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 647	3 929
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(25)	(22)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	4	(185)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	(66)	693
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(87)	486

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 724	3 474
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		(1 738)	(87)
Sous-total	19.2	1 986	3 387
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		6	106
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		170	138
Sous-total		176	244
Couverture de situations nettes à l'étranger		280	261
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		205	37
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 647	3 929

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. 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 de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêt (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2020				Notionnel au 31/12/2019	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2020	31/12/2019
Payeur fixe/receveur variable	111	1 301	4 511	5 923	2 733	(144)	(51)
Payeur variable/receveur fixe	1 400	4 612	14 666	20 678	23 633	4 143	3 143
Variable/variable	-	800	1 508	2 308	2 447	3	60
Fixe/fixe	764	682	8 152	9 598	9 901	(853)	(213)
Swaps de taux	2 275	7 395	28 837	38 507	38 714	3 149	2 939
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	2 275	7 395	28 837	38 507	38 714	3 149	2 939
Achats d'options	-	-	515	515	520	8	14
Swaps de taux	1 379	1 954	612	3 945	5 181	(33)	(36)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	1 379	1 954	1 127	4 460	5 701	(25)	(22)

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/changement ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2020
Change à terme	1 480	91	-	1 571	1 473	91	-	1 564	(1)
Swaps	20 394	6 891	16 368	43 653	20 090	6 933	17 152	44 175	(745)
Options	355	-	-	355	326	-	-	326	13
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	22 229	6 982	16 368	45 579	21 889	7 024	17 152	46 065	(733)
Change à terme	3 389	6 490	-	9 879	3 380	6 491	-	9 871	4
Swaps	14 576	5 180	275	20 031	14 606	5 162	255	20 023	-
Options	10	-	-	10	11	-	-	11	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	17 975	11 670	275	29 920	17 997	11 653	255	29 905	4

Au 31 décembre 2019

(en millions en 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
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 TRANSACTION DE CHANGE	18 423	9 667	198	28 288	18 515	9 798	198	28 511	(185)

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 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de futures, forwards, options et swaps au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2020				31/12/2019		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(9)	(15)	-	(25)	35	(49)	393
Gaz	Millions de therms	1 083	1 048	-	2 131	102	2 253	(398)
Produits pétroliers	Milliers de barils	3 062	6 548	-	9 610	18	13 637	2
CO ₂	Milliers de tonnes	4 501	3 424	-	7 925	76	26 666	44
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	-	-	(1)	-	(416)	72
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES		8 636	11 005	-	19 640	231	42 091	113

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2020		31/12/2019	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(174)	(380)	(17)	824
Gaz	Millions de therms	(6 803)	310	(7 826)	76
Produits pétroliers	Milliers de barils	24 301	58	14 290	8
CO ₂	Milliers de tonnes	3 355	(55)	(41 604)	(128)
Charbon et fret	Millions de tonnes	1	(7)	2	(12)
Autres matières premières		-	8	-	(75)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES		20 680	(66)	(35 155)	693

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	2020			2019		
	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
(en millions d'euros)						
Couverture de taux	(24)	-	-	(39)	(106)	3
Couverture de change	(850)	51	13	(200)	(156)	(17)
Couverture d'investissement net à l'étranger	661	-	-	(416)	(448)	-
Couverture de matières premières	644	430	(14)	1 482	719	3
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	431	481	(1)	827	9	(11)

(1) +/(-) : augmentation(diminution) des capitaux propres part du Groupe

(2) +/(-) : augmentation(diminution) du résultat part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2020 pour 430 millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour 818 millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France – Activités de production et commercialisation ;
- de gaz pour (452) millions d'euros, sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ; et
- les autres couvertures pour 64 millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2020

	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 compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
(en millions d'euros)								
Juste valeur des dérivés – actif	10 477	2 956	11 091	(3 570)	7 521	(1 672)	(2 797)	3 052
Juste valeur des dérivés – passif	(7 917)	(2 927)	(8 560)	3 570	(4 990)	1 672	568	(2 750)

Au 31 décembre 2019

	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 compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
(en millions d'euros)								
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)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2020

		2020			Résultat net part du Groupe
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					650
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	(1 248)	377	(2)	(873)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	175	(51)	-	124
Pertes de valeur		1 111	(156)	(111)	844
• dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	799	(156)	(102)	541
• dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	195	-	(6)	189
• dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	117	-	(3)	114
Autres éléments		809	414	1	1 224
• dont autres produits et charges d'exploitation ⁽²⁾	7	487	(153)	1	335
• dont contentieux fiscaux	9.2	-	537	-	537
• dont changement de taux d'impôt au Royaume-Uni	9.2	-	121	-	121
• dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.3	250	(80)	-	170
• autres		72	(11)	-	61
RÉSULTAT NET COURANT					1 969

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2020, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 1 969 millions d'euros à fin décembre 2020, en baisse de 1 902 millions d'euros par rapport à 2019.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Notes	2019			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					5 155
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	(2 703)	923	-	(1 780)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(642)	152	-	(490)
Pertes de valeur		989	(70)	(36)	883
• dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	403	(70)	(23)	310
• dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	73	-	-	73
• dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	513	-	(13)	500
Autres éléments		269	(172)	6	103
• dont autres produits et charges d'exploitation ⁽²⁾	7	185	(144)	6	47
• dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.3	141	(49)	-	92
• Autres		(57)	21	-	(36)
RÉSULTAT NET COURANT					3 871

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2019, ils intégraient principalement la charge liée à l'ORS pour (30) millions d'euros, des charges de restructurations dans certaines entités et d'autres opérations de montant individuellement peu significatif.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net 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.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Emprunts et dettes financières	18.3.2	65 591	67 380
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(1 986)	(3 387)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(6 270)	(3 934)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(15 028)	(18 900)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	3.2.1	(17)	(26)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 290	41 133

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 290 millions d'euros à fin décembre 2020 (41 133 millions d'euros à fin décembre 2019). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,61 à fin décembre 2020.

Note 20 Développement durable et climat

En cohérence avec sa raison d'être, « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants », le groupe EDF a signé, en février 2020, l'engagement *Business Ambition for 1.5 degrees* aux côtés de 300 (nombre reporté en décembre 2020) autres entreprises au niveau mondial fixé en lien avec l'accord de Paris sur le climat.

Fort de cet engagement, le Groupe a obtenu, à l'occasion des cinq ans de l'accord de Paris, la certification par Science Based Targets d'une trajectoire renforcée de réduction d'émissions de CO₂ bien en dessous des 2 °C, et met en place une gouvernance dédiée en lien avec les meilleures pratiques recommandées par la Taskforce on Climate related Financial Disclosure (cf. communiqué de presse du 10 décembre 2020).

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, via la mise en œuvre de la stratégie d'investissement et de désinvestissement, d'une stratégie de financement durable, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part via les modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

20.1 Dépenses réglementaires

Les cadres réglementaires et principes comptables des dispositifs des droits d'émission de gaz à effet de serre, des Certificats d'énergie renouvelables et des Certificats d'économie d'énergie sont présentés en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, décliné au niveau national, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions. En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 euros par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

La troisième période (2013-2020), a été notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité pour tous les pays (à l'exception de certains pays d'Europe de l'Est qui avaient, sous condition de l'accord de la Commission européenne, la possibilité de distribuer une partie de leurs permis gratuitement).

Le cadre législatif du SEQE-UE pour la prochaine période d'échange (phase 4 : 2021-2030) a été révisé au début de l'année 2018 afin de contribuer à atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'UE à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 48 millions de tonnes par an (correspondant à une réduction de 2,2 % des allocations 2010), de maintenir l'allocation gratuite de quotas dans certaines limites pour les secteurs exposés au risque de fuites de carbone ainsi que pour le secteur de l'électricité dans les pays fortement dépendants du charbon, sous condition de critères. Concernant la France, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1^{er} janvier 2022.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Oalkia, PEI et Luminus.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission, correspondant au scope 1 c'est-à-dire aux émissions directes de gaz à effet de serre dues à la production d'électricité et de chaleur, alloués au Groupe et enregistrés dans les registres européens EUTL (EU-ETS Transaction Log) s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

L'excédent d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe s'élève à 260 millions d'euros au 31 décembre 2020 (414 millions d'euros au 31 décembre 2019), et est comptabilisé au bilan en provision.

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font partie des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale qui représentent à fin 2020 une valeur nette de 769 millions d'euros.

Dans le cadre de son obligation de restitution d'un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions, le Groupe a restitué en 2020, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions au titre du dispositif EU-ETS réalisées en 2019 (26 millions de tonnes avait été restituées en 2019 au titre des émissions réalisées en 2018).

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (certificats verts)

Afin de favoriser l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre de l'Union européenne s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de centrales à énergies renouvelables et achetés par des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration du coût des certificats dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- l'obligation de restituer un volume de Certificats d'énergie renouvelable en fonction du niveau des ventes aux clients (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).

Au 31 décembre 2020, une provision de 932 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.

20.1.3 Certificats d'économie 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.

À titre d'exemple, au Royaume-Uni, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

En France, la loi 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. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetées aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Le 1^{er} janvier 2018, le dispositif est entré dans sa 4^e période d'obligation pour une durée de 4 ans, après prolongation d'un an. Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple la réalisation d'opérations de rénovations (277 000 opérations de rénovations en 2020 soit 20 % de plus qu'en 2019), le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Au 31 décembre 2020, le Groupe est confiant sur sa capacité à remplir ses obligations.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions pour risques environnementaux

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 coeurs. 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. Ces provisions sont détaillées en notes 15 et 17.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE). En 2020, les provisions aux dispositifs environnementaux s'élèvent à 1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 517 millions d'euros au 31 décembre 2019), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux tels que le litige sur le complexe industriel Ausimont SpA ; ces passifs sont détaillés dans la note 17.3.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat (voir note 10.8).

La majorité des actifs thermiques contrôlés par le Groupe ont fait l'objet ces dernières années de dépréciations significatives (voir notamment la note 13 des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 ainsi que les notes similaires des états financiers des années ultérieures).

20.3 Financement durable

20.3.1 Green bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à cinq émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 4,5 milliards d'euros afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables et a consacré ces dernières années environ 2,5 milliards d'euros par an aux investissements dans ce domaine.

Après deux émissions destinées à financer la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *green bond framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine.

Ce nouveau *framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *green bond framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité.

Le 8 septembre 2020, EDF a émis des obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (OCEANES Vertes) à échéance 2024 pour un montant nominal d'environ 2,4 milliards d'euros.

Il s'agit de l'émission d'obligations convertibles la plus importante jamais émise en Europe depuis 2003 (hors obligations remboursables en actions), l'émission d'obligations convertibles vertes la plus importante jamais émise, et l'émission d'obligations vertes la plus importante jamais émise par un corporate en Europe.

Les *green bonds* sont comptabilisés dans les emprunts du Groupe, voir note 18.3.2. L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.7 du Document d'enregistrement universel.

20.3.2 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le groupe EDF prône le renforcement du lien entre ses performances extra-financières et sa stratégie de financement.

Les lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement.

EDF dispose d'un crédit syndiqué avec plus de 20 banques de 4 milliards d'euros en intégrant un mécanisme d'ajustement de sa marge en fonction des performances du Groupe sur trois KPIs : les émissions directes de CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

De plus, le Groupe a signé 7 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG (avec un mécanisme d'ajustement du coût en fonction de la performance du Groupe sur certains KPIs ou d'une note par une agence de notation extra-financière) pour un montant total de 1,6 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2020, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées sur les critères ESG représentent plus de 5,6 milliards d'euros, soit 51 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4).

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux du groupe EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO₂) à l'horizon 2030, la fermeture des centrales charbon en France et au Royaume-Uni en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile du groupe EDF également à l'horizon 2030. L'attention mise sur les outils de suivi de la consommation souligne la volonté du Groupe de fournir les solutions énergétiques à ses clients adaptées à leurs besoins.

Ils illustrent la raison d'être d'EDF inscrite dans les statuts du Groupe depuis mai 2020.

20.4 Investissements durables, recherche et développement et autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

20.4.1 Investissements durables

En 2020, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,5 milliards d'euros composé pour 16 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,5 milliard d'investissements financiers bruts.

Dans le cadre de ses travaux sur la taxonomie durable européenne, le Groupe a estimé le taux de ses investissements opérationnels bruts reconnus à date comme verts par l'Union européenne. Dans la méthodologie retenue, ces investissements ne prennent pas en compte les investissements financiers bruts ainsi que les investissements « corporate » tel que le renouvellement des technologies d'informations ou des parcs automobiles.

En 2020, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec les objectifs bas carbone du Groupe, avec 51 % d'investissements dans le secteur nucléaire, et 43 % alignés avec la taxonomie durable européenne – méthode définie à date sur la base du rapport TEG de mars 2020 – incluant notamment la production d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire...), les réseaux, et les services énergétiques. Ces chiffres sont susceptibles d'être revus en fonction de la réglementation « Taxonomie », notamment avec la publication des actes délégués en 2021. La stratégie d'investissement bas carbone se traduit également par un objectif de reconversion de certaines unités du Groupe fonctionnant actuellement au charbon ou au fioul vers des moyens de production bas carbone.

Avec le projet Ecocombust en France, le Groupe a notamment l'objectif d'optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique grâce 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. Sous réserve de conclusions satisfaisantes aux essais techniques et aux études d'impacts requises dans le cadre du programme de travail préalable validé par EDF et le ministère de la Transition écologique, EDF souhaite engager la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Ce combustible serait utilisé en co-combustion avec une proportion minoritaire de charbon dans les chaudières de la centrale de Cordemais à partir de 2022.

Également, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. Le Groupe a lancé en 2017 son incubateur « EDF Pulse Croissance », qui a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique en proposant pour ses clients des offres et services innovants et compétitifs. EDF Pulse Croissance s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 du Groupe afin de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, les services pour les clients et les solutions énergétiques décentralisées.

En 2019, EDF Pulse Croissance a notamment investi dans des start-ups et a créé des filiales issues de projets entrepreneuriaux, dont sa filiale Hymanics, dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie de la mobilité lourde. Elle contribue également à mailler les territoires de stations-service pour recharger en hydrogène les flottes de véhicules électriques lourds tels que les trains, bus, bennes à ordures ménagères, les véhicules utilitaires ou encore les moyens de transport fluviaux.

En conséquence d'une part de la PPE qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon en France en 2026 au plus tard et d'autre part du projet Ecocombust, 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, cette dernière étant susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions définitives sur Ecocombust.

Le Groupe accompagne également la PPE des territoires insulaires qui prévoit la conversion progressive à la biomasse liquide de centrales fonctionnant actuellement au fioul lourd.

De plus, le Groupe traduit son engagement de neutralité carbone 2050 dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (33,8 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2020), en élaborant une charte d'investisseur responsable, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

Par ailleurs, le 17 décembre 2020, le Groupe a finalisé la cession à Énergiean de la majorité de ses activités exploration-production (voir notes 1.4.2 et 3.1). La sortie progressive des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures est en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

20.4.2 Recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2020, les dépenses totales du groupe EDF en R&D s'élèvent à 685 millions d'euros et le budget consacré par EDF R&D à la protection de l'environnement est de 79 millions d'euros.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour rendre l'économie plus propre, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Les principes et méthodes comptables de la R&D sont présentés en note 10.2.

20.4.3 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement 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 dotation 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.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le Groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Dans le cadre du plan national de biodiversité, le Groupe agit pour une approche positive de la biodiversité. Par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de par ses activités hydroélectriques par exemple, en France continentale, le Groupe a réalisé, entre 2013 et 2020 plus de 50 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »). Il s'agit d'équipement de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière. Ces opérations bénéficient de subventions de la part des agences de l'eau.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2020, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au management de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 1 545 salariés d'EDF SA de bénéficier de 12 710 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par 173 salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 3 061 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Par ailleurs, des indicateurs de Développement durable et numérique représentant 20 % des critères d'intéressement 2020 ont été introduits. Ces indicateurs prennent en compte les efforts de maîtrise des impressions papier ainsi que l'obtention d'un passeport neutralité carbone.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. Sur l'année 2020, sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 12,2 % (plus de 5 500 véhicules électriques, soit plus de 1 700 véhicules électriques de plus qu'à fin 2019). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à un marché-cadre auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales d'EDF.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2020. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 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	31/12/2020	31/12/2019
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	42 235	41 110
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	16 494	18 237
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	5 536	6 343
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		64 265	65 690

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.

21.1.1 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)	31/12/2020	31/12/2019
Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	24 715	25 373
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 151	15 248
Engagements de location en tant que preneur	369	489
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	42 235	41 110

* Hors achats de gaz et services associés.

21.1.1.1 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 2020, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020					31/12/2019
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	10 574	2 562	4 123	2 121	1 768	9 999
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	308	64	124	120	-	281
Achats de combustible nucléaire	13 833	1 610	5 870	4 374	1 979	15 093
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	24 715	4 236	10 117	6 615	3 747	25 373

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 533 millions d'euros au 31 décembre 2020 (569 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élevaient à 59 TWh pour l'exercice 2020 (57 TWh pour 2019), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2019), 31 TWh au titre de l'éolien (30 TWh pour 2019), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2019) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2019).

21.1.1.1.2 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 utilisés par Dalkia dans le cadre de ses activités.

21.1.1.1.3 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.

21.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2020, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2020				31/12/2019
	Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	124	12	44	68	135
EDF	26	2	8	16	24

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 14 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes par an jusqu'à 2027. Le contrat à long terme de gaz provenant de la Russie s'est terminé en 2019, et Edison a signé un nouveau contrat pour 1 milliard de mètres cubes pour l'année 2020 puis pour l'année 2021.

Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2020, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élevaient à 117 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

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.

En 2020, EDF a signé un nouveau contrat en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes.

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 Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée.

Autres engagements et risques

EDISON a conclu 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 se commencera qu'à partir de 2023.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2020				31/12/2019
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 185	2 320	2 711	4 154	7 349
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 720	4 359	2 732	629	7 594
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	246	92	87	67	305
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	17 151	6 771	5 530	4 850	15 248

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019)

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 2020 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.

Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et par la hausse de la garantie maison mère octroyée par EDF au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	2 496	2 081
EDF Renouvelables	2 447	1 612
Edison	1 657	1 319
EDF Energy	1 055	912
Framatome	573	552
Autres entités	957	873
TOTAL	9 185	7 349

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	3 524	3 028
Framatome	1 659	1 880
Enedis	845	829
EDF Energy	591	613
Autres entités	1 101	1 244
TOTAL	7 720	7 594

21.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	369	54	181	134	489

Pour rappel, 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 2020 s'établit à 191 millions d'euros (211 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- 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 2020 s'établit à 178 millions d'euros (278 millions d'euros au 31 décembre 2019).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 625	8 650	6 459	516	17 430
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	716	95	523	98	583
Autres engagements donnés liés aux investissements	153	143	10	-	224
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT*	16 494	8 888	6 992	614	18 237

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 212 millions d'euros au 31 décembre 2020 (265 millions d'euros au 31 décembre 2019).

21.1.2.1 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)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	4 284	4 654
EDF Energy	5 966	6 466
Enedis	2 461	2 555
EDF Renouvelables	1 369	2 437
Framatome	462	517
Autres entités	1 083	801
TOTAL	15 625	17 430

La diminution des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par l'avancement de nombreux projets développés aux États-Unis et au Brésil chez EDF Renouvelables et par une baisse des engagements chez EDF Energy, principalement liée à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par la poursuite du déploiement des compteurs Linky.

Par ailleurs, de nouveaux contrats ont été signés par EDF PEI en 2020 dans le cadre du projet de la centrale du Larivot en Guyane (centrale ENR alimentée en biomasse liquide et développée dans le cadre de la PPE).

21.1.2.2 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 (Natis Belgique Investissement, filiale du groupe Natis) 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 2020, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

Par ailleurs, Framatome a signé le 7 décembre un contrat d'achat définitif avec Rolls-Royce en vue d'acquiescer son activité d'instrumentation et de contrôle nucléaires civils (IRC). La transaction devrait être finalisée au début du deuxième semestre 2021, sous réserve des conditions suspensives usuelles, y compris les autorisations réglementaires.

21.1.2.3 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.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2020 sont les suivants :

		31/12/2020			31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 179	90	2 246	1 843	4 587
Garanties financières données	949	51	495	403	1 314
Autres engagements donnés liés au financement	408	364	6	38	442
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT*	5 536	505	2 747	2 284	6 343

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

21.2 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	31/12/2020	31/12/2019
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	8 108	9 291
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	132	181
Engagements reçus liés aux opérations de financement	21.2.3	31	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		8 271	9 494

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2020 sont les suivants :

		31/12/2020			31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	711	114	355	242	770
Engagements sur ventes d'exploitation	5 903	1 490	3 457	956	6 706
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 444	1 195	161	88	1 756
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	50	18	15	17	59
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	8 108	2 817	3 988	1 303	9 291

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2020, le Groupe bénéficie à hauteur de 711 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.

21.2.1.2 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).

21.2.1.3 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.

21.2.1.4 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, 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.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2020				31/12/2019
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	132	14	118	-	181

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	31	2	19	10	22

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

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.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État*		Total Groupe	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Chiffre d'affaires	355	455	-	-	2 082	1 889	2 437	2 344
Achats d'énergie	3 885	4 063	1	4	2 114	2 104	6 000	6 171
Achats externes	13	18	7	3	348	253	368	274
Actifs financiers	179	150	-	-	-	-	179	150
Autres actifs	495	633	-	-	593	532	1 088	1 165
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 114	1 228	1	1	600	624	1 715	1 853

* Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

22.1 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 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,68 % du capital d'EDF au 31 décembre 2020. 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.

22.2.2 Relations avec GRDF

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations pour la réalisation de certains services communs et le partage des coûts en résultant, dans le cadre de l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

Elle intègre notamment, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, des missions liées à la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux. Elle est régulièrement mise à jour.

En 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.

En juillet 2020, Enedis et GRDF ont décidé d'initier un projet commun dit « Transformation des Activités Communes » (TAC) visant à mettre fin à la co-employabilité des activités qui restent mixtes : approvisionnement/logistique des matériels, contrat de travail, médico-social, gestion des logements, informatique et Télécom tertiaire, comptabilité.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse à compter du 31 mars 2021, ses contrats de concession étant échus depuis les années 90. La ville d'Ajaccio a lancé en octobre un appel d'offres concernant la concession de distribution de GPL auquel ENGIE a candidaté. La ville de Bastia a annoncé son intention de lancer également un appel d'offres. La convention de 1951 fixe le cadre de l'échange entre les 2 entreprises concernant l'impact des décisions de l'une sur l'autre.

22.2.3 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 :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration, enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Conversion-Enrichissement (ex-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 Conversion-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

22.3 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 2020 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 11,9 millions d'euros en 2020 (12,6 millions d'euros en 2019). 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.

Note 23 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 24 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 2020 :

(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	2 794	24,6	2 945	16,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 560 ⁽²⁾	40,1	13 503	74,2
Sous-total	7 354	64,7	16 448	90,4
Services autres que la certification des comptes ⁽³⁾				
EDF	561	4,9	953	5,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	3 448	30,4	804	4,4
Sous-total	4 009	35,3	1 757	9,6
TOTAL	11 363	100	18 205	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) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iii) 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.

(3) L'évolution s'explique à la fois par un transfert entre cabinets n'ayant pas d'effet sur le niveau global des honoraires du Collège du Groupe, et par ailleurs par le changement d'un collège de Commissaires aux comptes pour une entité française significative du périmètre, désormais auditée par un des Commissaires aux comptes du Groupe et par un autre cabinet.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2019

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 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 ⁽³⁾				
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) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iii) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.3 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	2020	2019
Chiffre d'affaires *	4	44 315	46 155
Production stockée et immobilisée		1 360	1 447
Subventions d'exploitation	5	8 148	7 670
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 823	3 279
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	846	849
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		57 492	59 400
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	36 213	38 090
Achats consommés de combustibles		3 269	3 498
Achats d'énergie		16 783	18 232
Achats de services et autres achats consommés de biens		16 161	16 360
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 694	2 674
Charges de personnel	10	6 439	6 453
Dotations d'exploitation	11	7 514	6 590
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	4 538	3 975
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 976	2 615
Autres charges d'exploitation	12	2 738	2 241
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		55 598	56 048
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 894	3 352
III QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN			-
IV RÉSULTAT FINANCIER	13	(2 503)	(1 701)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		(609)	1 651
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	425	547
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	406	(605)
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		222	1 593

* Dont production en 2020 de biens à l'exportation pour 8 428 millions d'euros et de services à l'exportation pour 344 millions d'euros.

6

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020		31/12/2019	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	2 669	1 566	1 103	1 086
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	91 821	61 039	30 782	29 321
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	15 820	9 197	6 623	6 028
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	21 640	84	21 556	21 618
Participations et créances rattachées		60 057	712	59 345	58 954
Titres immobilisés		24 546	153	24 393	22 519
Prêts et autres immobilisations financières		16 422	140	16 282	12 594
Immobilisations financières	18	101 025	1 005	100 020	94 067
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		232 975	72 891	160 084	152 120
Stocks et en cours	19	10 842	301	10 541	9 786
Avances et acomptes versés sur commande	20	723	4	719	693
Créances d'exploitation	20	22 588	475	22 113	20 944
Valeurs mobilières de placement	21	13 065	4	13 061	14 690
Instruments de trésorerie	20	1 814	-	1 814	2 672
Disponibilités	20-22	5 364	-	5 364	4 714
Charges constatées d'avance	20	987	-	987	1 087
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		55 383	784	54 599	54 586
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		242	-	242	249
Primes de remboursement des emprunts (IV)		611	293	318	513
Écarts de conversion – Actif (V)	23	872	-	872	1 305
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		290 083	73 968	216 115	208 773

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	31/12/2019
Capital		1 550	1 552
Primes d'émission et de fusion		16 506	16 506
Écarts de réévaluation		678	677
Réserves			
Réserve légale		155	151
Autres réserves		2 977	3 000
Report à nouveau		9 121	8 005
Résultat de l'exercice		222	1 593
Acomptes sur dividendes		-	(458)
Subventions d'investissement		160	159
Provisions réglementées		5 786	5 935
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	37 155	37 120
Autres fonds propres	25	11 473	9 781
Passifs spécifiques des concessions	26	2 282	2 234
TOTAL I FONDS PROPRES		50 910	49 135
Provisions pour risques	27	3 140	2 688
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	44 822	41 720
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	772	667
Provisions pour avantages du personnel	30	11 616	11 430
Provisions pour autres charges	31	1 526	872
Provisions pour charges		58 736	54 689
TOTAL II PROVISIONS		61 876	57 377
Dettes financières	33	52 855	55 171
Avances et acomptes reçus	32	7 188	7 050
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	34 673	32 322
Instruments de trésorerie	32	5 075	4 387
Produits constatés d'avance	32	3 202	3 112
TOTAL III DETTES	32	102 993	102 042
Écarts de conversion – Passif (IV)	34	336	219
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		216 115	208 773

6 ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		(184)	2 198
Amortissements et provisions		8 071	5 393
Plus ou moins values de cessions		(524)	(181)
Produits et charges financiers		(780)	(557)
Variation du besoin en fonds de roulement		719	1 012
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		7 302	7 865
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus ⁽¹⁾		841	(787)
Impôts sur le résultat payés		(776)	(452)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	(A)	7 367	6 626
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 848)	(6 365)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		15	23
Variations d'actifs financiers ⁽²⁾		(4 424)	251
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(B)	(10 257)	(6 091)
Opérations de financement			
Émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions (Océanes vertes) ⁽³⁾	2.4.1	2 569	-
Émissions d'emprunts et conventions de placements ⁽⁴⁾		9 928	5 109
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁴⁾		(11 815)	(3 522)
Dividendes versés	24	-	(58)
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais	2.4.2	2 081	(636)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	5
Subventions d'investissement reçues		9	4
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(C)	2 779	902
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A) + (B) + (C)	(111)	1 437
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE ⁽⁵⁾	22	(80)	(1 564)
Incidence des variations de change		(102)	15
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	31
Autres		(1)	1
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁵⁾	22	(256)	(80)

(1) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus en 2020 par rapport à 2019 (voir note 13) et par le résultat de change.

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 18).

(3) Dont 2 400 millions d'euros de valeur d'émission (voir note 2.4.1) et 169 millions d'euros de prime d'émission.

(4) Sur l'exercice, des opérations de mise en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 7 353 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour un montant de 6 532 millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, la variation sur la période des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution nette d'un montant de (4 295) millions d'euros s'expliquant notamment par des émissions en 2019 d'emprunts obligataires nettes de primes pour un montant de (3 015) millions d'euros sans équivalent en 2020, ainsi que par une augmentation des remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de (567) millions d'euros sur la période.

(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.

Sommaire de l'annexe aux comptes sociaux

Electricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) 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	429	Note 7	Autres produits d'exploitation et transferts de charges	447
1.1.	Référentiel comptable	429	Note 8	Consommations de l'exercice en provenance de tiers	447
1.2	Jugements et estimations de la Direction	429	Note 9	Impôts, taxes et versements assimilés	447
1.3	Chiffre d'affaires	430	Note 10	Charges de personnel	448
1.4	Immobilisations incorporelles	430	Note 11	Dotations d'exploitation	448
1.5	Immobilisations corporelles	430	11.1	Dotations aux amortissements	448
1.6	Dépréciation des actifs à long terme	431	11.2	Dotations aux provisions et dépréciations	448
1.7	Immobilisations financières	431	Note 12	Autres charges d'exploitation	449
1.8	Stocks et en-cours	432	Note 13	Résultat financier	449
1.9	Créances d'exploitation et trésorerie	432	Note 14	Résultat exceptionnel	449
1.10	Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires	433	Note 15	Impôts sur les bénéfices	450
1.11	Écarts de conversion et gains et pertes de change	433	15.1	Groupe fiscal	450
1.12	Provisions réglementées	433	15.2	Impôt sur les sociétés	450
1.13	Autres fonds propres	433	15.3	Situation fiscale différée ou latente	450
1.14	Passifs spécifiques des concessions	433	Note 16	Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	451
1.15	Provisions hors avantages du personnel	433	Note 17	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	452
1.16	Avantages du personnel	434	17.1	Test de perte de valeur des actifs	452
1.17	Instruments dérivés	435	Note 18	Immobilisations financières	453
1.18	Contrats de matières premières	435	18.1	Variations des immobilisations financières	453
1.19	Environnement	435	18.2	Filiales et participations détenues à plus de 50 %	454
Note 2	Événements et transactions significatifs (dont effets de la crise sanitaire)	436	18.3	Filiales et participations détenues à moins de 50 %	455
2.1	Conséquence de la crise sanitaire Covid-19	436	18.4	Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	455
2.2	Développements dans le nucléaire	439	18.5	Actions propres	455
2.3	EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère)	441	18.6	Créances de l'actif immobilisé	456
2.4	Opérations de financement	441	Note 19	Stocks et en-cours	456
Note 3	Évolutions réglementaires en France	442	Note 20	Créances de l'actif circulant et disponibilités	456
3.1	Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	442	Note 21	Valeurs mobilières de placement	457
3.2	Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus)	442			
3.3	Commissionnement fournisseur	443			
3.4	Fonds de péréquation de l'électricité	443			
3.5	Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	443			
3.6	Mécanisme de capacité	444			
3.7	Certificats d'économie d'énergie (CEE)	444			
3.8	ARENH	444			
Note 4	Chiffre d'affaires	445			
Note 5	Subventions d'exploitation	446			
Note 6	Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	446			

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Note 22	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	457	Note 32	Dettes	473
Note 23	Écarts de conversion-actif	458	Note 33	Dettes financières	474
Note 24	Variations des capitaux propres	458	33.1	Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	474
24.1	Capital social	458	33.2	Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	475
24.2	Distributions de dividendes	458	Note 34	Écarts de conversion-passif	475
Note 25	Autres fonds propres	459	Note 35	Instruments financiers	476
Note 26	Passifs spécifiques des concessions	460	35.1	Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt	476
Note 27	Provisions pour risques	460	35.2	Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	477
Note 28	Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	461	35.3	Juste valeur des instruments financiers dérivés	477
28.1	Provisions pour gestion du combustible usé	462	Note 36	Autres engagements et opérations hors bilan	477
28.2	Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	462	36.1	Engagements donnés	478
28.3	Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	464	36.2	Engagements reçus	478
28.4	Provisions pour derniers cœurs	467	36.3	Autres natures d'engagements	478
28.5	Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité	467	Note 37	Passifs éventuels	479
Note 29	Autres provisions pour déconstruction	469	Note 38	Actifs dédiés	479
Note 30	Provisions pour avantages du personnel	470	38.1	Règlementation	479
30.1	Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	471	38.2	Allocation stratégique et composition des actifs dédiés	479
30.2	Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	471	Note 39	Informations concernant les entreprises et parties liées	481
30.3	Actifs de couverture	472	39.1	Relations avec les filiales	481
30.4	Hypothèses actuarielles	472	39.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	482
Note 31	Provisions pour autres charges	473	Note 40	Rémunération des mandataires sociaux	482
			Note 41	Événements postérieurs à la clôture	482

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 en vigueur à date.

Il est également fait application des « Recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'événement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1^{er} janvier 2020 » publiées le 18 mai 2020 par l'ANC et mises à jour les 3 et 24 juillet 2020 et 8 janvier 2021.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2019.

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 et de l'énergie, 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 dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans.

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 4^{ème} visite décennale. Il s'agissait de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

En 2020, les 4^{èmes} visites décennales (VD4) des tranches 2 et 4 de Bugey ont été engagées, respectivement en début et fin d'année, le nombre de VD4 à réaliser en parallèle passe à 5 en 2021.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique, est attendue pour fin février 2021.

L'adoption définitive de la PPE (voir note 3.1) en avril 2020 a conduit à prendre en compte dans les états financiers d'EDF au 31 décembre 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leurs cinquante ans. Une accélération des plans d'amortissement a été effectuée à compter du 1^{er} juillet 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture possibles, la décision concernant le choix des réacteurs à fermer n'ayant pas lieu d'être prise à date. Les provisions nucléaires avaient été ré-estimées en conséquence dès le 30 juin 2020 (voir note 28.3).

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêt des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2020 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 (voir note 28).

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 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) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 300 MW et N4).

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêt des comptes au 31 décembre 2020 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2020 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 et acheminement en compteur

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux 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 refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est réputée intégrer 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 ;
- 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.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (Software as a Service) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

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 constitués 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 (principalement CCGT-cycles combinés gaz) 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 :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'Etat.

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 établis d'après un cahier des charges-type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession 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 d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), 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, étant précisé que le matériel électromécanique est quant à lui généralement amorti sur 50 ans.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échuës avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 18 concessions échuës 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 », instauré 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 délinéée 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 arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
- pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures ;
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus de scénarisation 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'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, 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 de 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

Annexe aux 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 comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

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 chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.6).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. 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 obligataires

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des OCEANES (voir note 2.4.1), EDF a appliqué pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

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 d'énergie hydraulique.

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 d'énergie hydraulique

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 d'énergie hydraulique 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 ou opérations similaires, 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêt pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

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 ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

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 la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cours). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du 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 obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

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 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 ;
- 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 Electriques 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 prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

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 (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par 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 régulières ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulières (distribution publique d'électricité isolaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG 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 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 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

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) 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.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. 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 ;
- 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 longible 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)

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'arrêt, 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 ;
- 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 (dont effets de la crise sanitaire)

2.1 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du groupe EDF, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020⁽¹⁾, le Groupe avait retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seul bas de la fourchette d'EBE de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021. Le Groupe a été en mesure de publier de nouveaux objectifs d'EBE pour 2020 le 31 juillet 2020, avec une fourchette comprise entre 15,2 et 15,7 milliards d'euros, confirmée le 13 novembre 2020 lors de la publication du chiffre d'affaires du troisième trimestre, puis revue à la hausse le 16 décembre 2020 à un montant égal ou légèrement supérieur à 16 milliards d'euros, principalement en lien avec une visibilité accrue au cours du deuxième semestre sur un niveau plus élevé de la production nucléaire dans le contexte de crise sanitaire.

Production nucléaire

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020⁽²⁾, EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusqu'à 20 %⁽³⁾ des niveaux habituels, ce qui a conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année à par effet cascade un impact sur le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020⁽⁴⁾, le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

(1) Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

(2) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révisé son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.

(3) Cf. rte-france.fr l'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (8 avril 2020).

(4) Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF révisé à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer plusieurs arrêts de tranches de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre a débuté avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

Les performances meilleures qu'attendues sur les arrêts de tranches au cours du deuxième semestre 2020 ont permis de ré-estimer la production nucléaire à une fourchette de 325-335 TWh le 13 novembre, puis de l'annoncer proche de 335 TWh le 16 décembre 2020. La production nucléaire 2020 s'est finalement établie à 335,4 TWh en diminution de 44,1 TWh par rapport à 2019, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire (modulation en lien avec la demande et avec le placement des arrêts ; contraintes de réalisation des arrêts de tranches liées aux mesures barrières) à hauteur de 32,9 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due principalement à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim et à la prolongation de trois arrêts complexes.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020⁽¹⁾, EDF a mis en œuvre en 2020 des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Dans le cadre de la première période d'état d'urgence sanitaire du 24 mars au 10 juillet, EDF a décidé, pour ses clients particuliers, de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1^{er} septembre 2020, toute réduction ou interruption de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard et pour les clients en situation difficile, d'assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise est allée au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce report a été échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

Le Gouvernement français a décidé la mise en place d'une deuxième période d'état d'urgence sanitaire, à compter du 17 octobre 2020, et dont la fin initialement envisagée pour février 2021 est fixée au 1^{er} juin 2021. Sur le marché des particuliers, des mesures spécifiques ont été prises par EDF complémentaires à celles inhérentes à la « trêve hivernale » commençant le 1^{er} novembre (comme la suspension des interruptions de fourniture) : afin de protéger les clients en difficulté, EDF a décidé de suspendre toutes les réductions de puissance jusqu'au 15 janvier 2021, de ne facturer aucune pénalité de retard sur les factures émises lors de cette période et d'assouplir les délais de paiement accordés aux clients. L'accroissement du risque de recouvrement lié à ces mesures est intégré dans l'évaluation des provisions sur créances clients au 31 décembre 2020 (voir note 2.1.2). Sur le marché d'affaires, EDF s'était préparé à appliquer le report de paiement des factures prévu dans la loi d'urgence sanitaire d'octobre 2020, dès publication du décret d'application qui devait préciser le périmètre des clients concernés. Le décret n'étant pas sorti à ce stade, le recouvrement sur le marché d'affaires est resté conforme à la politique en vigueur, sans mesure spécifique de la part d'EDF.

Par ailleurs, comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020⁽²⁾, afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le groupe EDF a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France. Le dispositif a été

progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce sont près de 261 millions d'euros qui ont été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME d'EDF en France entre avril et juin 2020. Ces mesures prises au premier semestre n'ont pas d'effet sur le besoin en fonds de roulement d'EDF au 31 décembre 2020.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat de l'année 2020

EDF n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé par EDF dans les différentes entités et au niveau central, dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans ses états financiers. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat d'exploitation d'EDF.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin décembre 2020, estimé à 1 117 millions d'euros (soit environ - 2,5 % du chiffre d'affaires) en lien avec la diminution de la production nucléaire, ainsi qu'une baisse de la demande en électricité, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas.

L'impact estimé lié à la crise Covid-19 sur la CSPE (enregistrée en **subvention d'exploitation**) est évalué à 37 millions d'euros à la baisse et s'explique par la diminution des surcoûts d'achat d'énergie et de production en lien avec la baisse de la consommation d'électricité dans les territoires insulaires (ZNI).

En lien avec la diminution de la production nucléaire et la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur les **achats de combustibles et d'énergie** à fin décembre 2020 correspond à une diminution estimée à environ 203 millions d'euros.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de services et autres achats consommés de biens** estimée à 260 millions d'euros. Cette diminution correspond à des effets de différentes natures :

- une diminution des charges d'acheminement en lien avec la baisse de la demande d'électricité pour 105 millions d'euros ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités d'EDF, de moindres achats, pour leur part non immobilisable ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de la crise sanitaire (équipements de protection, gels...) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement et les différentes mesures mises en place à l'initiative des pouvoirs publics, telles que la limitation des déplacements et le recours au télétravail (voyages, formations, séminaires...).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 68 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par l'entreprise. Ce montant intègre également l'effet défavorable de la crise sanitaire sur les charges de congés payés.

Enfin, les **dotations aux provisions et dépréciations nettes des reprises** sont impactées défavorablement pour un montant d'environ 118 millions d'euros, dont 85 millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients, ainsi que 45 millions d'euros d'augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées du fait de décalages dans certains chantiers de démantèlement.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur la base d'un reporting spécifique mis en place par EDF dans le cadre du processus de clôture des comptes.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale selon les modalités suivantes :

- concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers ou de décalage de chantiers, sur la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données prévisionnelles infra-annuelles ; s'agissant spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille...) ; s'agissant des impacts sur la production nucléaire, sur la base des analyses de la production s'agissant des tranches en fonctionnement (notamment pour la modulation) et sur la base d'analyses détaillées des arrêts pour les

(1) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.

(2) Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

tranches ayant été en arrêt programmé sur 2020 depuis le déclenchement de la crise, qu'il s'agisse d'arrêts pour simple rechargement ou d'arrêts périodiques, assés sur l'analyse des activités et temps passés sur les arrêts réalisés en 2020 dans le contexte de crise par rapport à la modélisation des arrêts de tranches et au réalisé 2019 ;

- les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix conjugués à la crise, comme par exemple l'évolution des prix de marché observés sur la période. Ces impacts n'intègrent pas les effets des plans d'actions mis en œuvre par le Groupe en réponse à la crise sanitaire ;
- concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de la crise sanitaire (équipements de protection, gels...), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur le résultat d'exploitation au 31 décembre 2020 est de l'ordre de (862) millions d'euros. Pour rappel, au 30 juin 2020 l'impact était de l'ordre de (472) millions d'euros.

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance d'EDF au 31 décembre, notamment en ce qui concerne le risque de recouvrabilité des créances clients, présentent par nature un caractère incertain. Les réalisations pourront différer des estimations faites à la clôture en fonction du scénario de sortie de crise et plus généralement des conditions économiques en 2021.

Il est enfin à noter que le résultat financier avait été impacté par la baisse des marchés financiers au premier semestre 2020 (voir note 8 des états financiers semestriels résumés). Le comportement des marchés financiers sur le deuxième semestre, conjugué aux choix stratégiques effectués par EDF notamment dans la gestion de son portefeuille d'actifs dédiés, permet de limiter l'impact sur le résultat financier et le résultat exceptionnel d'EDF au 31 décembre 2020 (voir notes 13 et 14).

2.1.1 Risque de liquidité

Comme indiqué dans les comptes semestriels résumés, EDF disposait au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide dont 12 milliards d'euros de valeurs mobilières de placement et 13,6 milliards d'euros de disponibilités incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire (voir note 13 des comptes semestriels résumés), et des lignes de crédits bancaires non tirées pour un montant de 10,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2020, EDF dispose d'une position de liquidité solide dont 12,8 milliards d'euros de valeurs mobilières de placement et 5,4 milliards d'euros de disponibilités incluant la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués liée à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques dans le contexte de la crise sanitaire pour un montant de 0,8 milliard d'euros (voir note 20 renvoi (4)) ; et des lignes de crédits bancaires non tirées pour un montant de 10,5 milliards d'euros (voir note 36).

2.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Provision pour dépréciation des créances clients

EDF déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit.

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par EDF vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devrait se traduire par une augmentation du montant des créances incouvrables, encore peu observable au 31 décembre 2020. Les différentes analyses de risque conduisent à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 85 millions d'euros dans les dotations aux provisions et dépréciations du compte de résultat.

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille traduisant des délais de paiement plus longs sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur entreprises en France. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs post-modèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise

sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place en fonction de la typologie de clients (résidentiels et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

Sur les clients résidentiels, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement, des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur toutes les créances douteuses générées depuis le début de la crise sanitaire et considérées comme étant plus à risque de passer en incouvrables que les créances de moins de 12 mois des années précédentes ayant servi à caler les matrices de taux de provision en vigueur, et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances courantes, en se basant notamment sur une étude INSEE d'octobre 2020 relative aux conséquences économiques du confinement sur la situation financière des ménages et prenant en compte les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire. Sur les clients entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille a été effectué afin de refléter une hausse jugée probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macroéconomiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes). Il est à noter qu'à la date de la clôture, les données disponibles tendent plutôt à montrer une diminution du nombre de défaillances constatées d'entreprises en 2020 par rapport à l'année précédente, attribué à un « effet retard ». Les taux provisionnels de défaillance retenus à la clôture intègrent ainsi un risque jugé probable de dégradation en 2021.

Affacturation des créances clients

EDF a recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de Commerce de Paris, statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Énergie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020⁽¹⁾, EDF avait par ailleurs, notifié la résiliation des contrats ARENH liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1^{er} juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Énergie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

(1) Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Énergie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'État d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Énergie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de Commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement aux différentes procédures de référé précitées, des procédures au fond ont été initiées devant le Tribunal de Commerce de Paris par plusieurs demandeurs d'ARENH en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Ces procédures sont en cours.

2.1.3 Immobilisations corporelles

Les investissements corporels et incorporels bruts se sont élevés à 5 848 millions d'euros en 2020 (voir tableau de flux de trésorerie) pour un niveau de 6 365 millions d'euros en 2019, soit une diminution de 517 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production immobilisée s'élève à 1 243 millions d'euros en 2020 contre 1 329 millions d'euros en 2019.

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle d'EDF s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts en 2020 par rapport à 2019.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrières, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais fortement ralentis, avec une reprise variable en rythme et en intensité, au cours du deuxième semestre, en fonction des domaines d'activités. Par ailleurs, certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont engendré des coûts additionnels principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources externes dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrières, limitation des effectifs sur site...). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés. Il n'a pas été identifié au 31 décembre 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilitation puis de remobilisation associés à ces chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

La diminution des investissements bruts entre 2019 et 2020 est de 517 millions d'euros et s'explique principalement par des conséquences non liées à la crise sanitaire. En effet, en lien avec la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranches, mais a contrario un allongement des durées d'arrêt, et ainsi un renchérissement de ceux-ci. Le 29 octobre 2020, EDF a communiqué un coût réajusté de son programme Grand Carénage d'ici à 2025, cette nouvelle estimation intégrant essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener dans le cadre des quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW, ainsi que la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance, tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur 2020-2022 ;
- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020 et ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;

- une majorité des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020 ; au vu de l'activité du deuxième semestre, la crise sanitaire a finalement eu un impact non significatif sur le niveau d'investissements de Flamanville 3 en 2020 par rapport à 2019, les surcoûts exceptionnels en lien avec la réparation des soudures de traversée étant par ailleurs enregistrés en charges d'exploitation (voir note 8 et note 10).

2.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme de capacité

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de l'enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'adoption des états financiers résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer aux notes 1.3.1 et 3.6 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Le niveau de production nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, a conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

Provisions pour contrats onéreux

EDF a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir note 27). Aucun nouveau contrat onéreux significatif n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

À partir du 16 mars 2020, les chantiers de déconstruction ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités réglementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté et sécurité des sites) ont été maintenues. Les activités avaient repris depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site a conduit à enregistrer une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement de 45 millions d'euros au 31 décembre 2020.

2.1.5 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.2).

2.2 Développements dans le nucléaire

2.2.1 EPR de Flamanville 3

Rappels relatifs à l'exercice 2019

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.

(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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

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⁽¹⁾, 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⁽²⁾, 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 ensuite donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF⁽³⁾ une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées présenté comme privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées, technologie développée pour le parc en exploitation et devant être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées, l'objectif étant 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 pourrait 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, EDF a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville⁽⁴⁾.

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⁽⁵⁾ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces surcoûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation et non en immobilisation et ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 2.1) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversée situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions émises par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversée.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

2.2.2 EDF a réajusté le coût du programme Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Estimé en 2015 à 55 milliards d'euros 2013 pour la période 2014-2025, il a fait l'objet d'optimisations et de reports et a été évalué en 2018 à 45 milliards d'euros 2013 soit 48,2 milliards d'euros courants pour cette même période 2014-2025.

Le 29 octobre 2020, EDF a réajusté le coût de ce programme à 49,4 milliards d'euros courants pour la période 2014-2025.

Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 (voir note 2.1).

Le programme Grand Carénage se poursuit avec 33 visites décennales réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW et 55 diesels d'ultime secours mis en exploitation sur 56.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique est attendue pour fin février 2021.

(1) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

(2) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

(3) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

(4) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de débarrassement de soudures par résistance électrique – TTD) concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3.

(5) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

2.3 EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère)

EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère), plus grand chantier hydroélectrique en France, après dix années de travaux. La nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet, d'une puissance de 97 mégawatts, permet d'augmenter de 40 % la production d'hydroélectricité sur le même tronçon de rivière (la Romanche). Cet ouvrage illustre la volonté de développer l'hydroélectricité, première des énergies renouvelables électriques en France et en Europe. Il produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle des villes de Grenoble et de Chambéry – soit 230 000 habitants – à partir d'une source d'énergie décarbonée et renouvelable.

La centrale hydroélectrique, composée d'un nouveau barrage et d'une nouvelle centrale entièrement souterraine, au cœur de la montagne, remplace 6 anciennes centrales et 5 anciens barrages. Cet aménagement s'intègre dans le paysage de la vallée de la Romanche tout en préservant l'environnement et la biodiversité. Les berges du barrage ont été renaturées avec la plantation d'espèces locales cueillies dans un rayon de 25 kilomètres autour du barrage afin d'éviter la prolifération de plantes invasives.

Le chantier de construction représente un investissement de 408 millions d'euros comptabilisé en immobilisations corporelles du domaine concédé (voir note 16 renvoi (2)).

2.4 Opérations de financement

2.4.1 Émission d'obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANES)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANES Vertes) pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (soit avec une prime d'émission de 169 millions d'euros). Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

(en millions d'euros)	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCÉANES Vertes (voir renvoi (1) note 33)	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les obligations ont été émises à un prix de 11,70 euros, i.e. 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de - 1,68 %. La valeur nominale des obligations a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« Euronext Paris »)⁽¹⁾.

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

Ces obligations sont cotées sur Euronext AccessTM d'Euronext à Paris.

de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 6,5 ans (avec une première date de révision en mars 2027) pour les obligations hybrides à 6,5 ans et dans 10 ans (avec une première date de révision en septembre 2030) pour les obligations hybrides à 10 ans, et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Le règlement-livraison est intervenu le 15 septembre 2020, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Ces émissions marquent l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Les fonds levés par les obligations hybrides sont utilisés pour les besoins généraux de la Société.

Les obligations hybrides sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

2.4.3 EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur les critères ESG

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») d'EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outil de suivi en ligne de leur consommation.

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux d'EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO₂) à l'horizon 2030 en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile d'EDF également à l'horizon 2030.

2.4.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliard d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030.

Ces émissions sont comptabilisées en autres fonds propres (voir note 25).

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date

(1) Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission ce jour jusqu'à la fixation des modalités définitives (parang) des obligations ce même jour, soit 8,2465 euros.

Note 3 Évolutions réglementaires en France

3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publié au Journal officiel le 23 avril. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5), douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces 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 2028 (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'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 anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indique 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 et que 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. EDF est pleinement mobilisé dans l'instruction et la préparation de ce dossier sur l'ensemble de ses composantes, en lien avec les pouvoirs publics.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à ré-estimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (principalement sur les provisions pour déconstruction) (voir note 28). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations sur le deuxième semestre, sans impact significatif sur les comptes d'EDF (voir note 1.2.1).

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 5).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les contrats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacera l'ARENH, imposera 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'appuiera 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 a contribué à cette consultation qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Economie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le Président de la CRE Jean-François Carencop a indiqué que la CRE avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction générale de la Concurrence de la Commission européenne le 16 juillet 2020.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le Gouvernement français et la Commission européenne.

3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRV) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a 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 d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRV au seul bénéfice 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 loi Énergie et Climat qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 3 des comptes sociaux au 31 décembre 2019.

L'année 2020 a été marquée par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à disposition de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1^{er} janvier 2021. À défaut, ces clients acceptent la bascule automatique dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie 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 16 janvier 2020, la CRE a proposé une augmentation des TRV bleus 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'écoulement 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 TRV constaté pendant l'année 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.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1^{er} août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRV des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2021.

TURPE 5 bis Distribution (prestations d'acheminement au sein des consommations de l'exercice en provenance de tiers)

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'ajustement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'ajustement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

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 délibération le 18 janvier 2018, reprenant 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.

Cette délibération confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent 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 par ailleurs 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

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Un décret et un arrêté ministériels définissent une formule normative de calcul de cette péréquation applicable aux différents gestionnaires de réseau de distribution dont SEI au sein d'EDF.

La CRE a publié ses délibérations du 23 juillet 2020 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité pour SEI, Électricité de Mayotte et Gérédis, les 3 opérateurs ayant choisi l'option basée sur l'analyse de leurs comptes par la CRE. La dotation s'élève ainsi à 198,5 millions d'euros pour SEI au titre de 2020.

3.5 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Mécanisme

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 par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service public de l'énergie ». EDF a supporté en 2019 et 2020 des charges de solidarité au titre du fonds de solidarité logement et au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public était, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondaient aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, étaient 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 le CAS soit abondé par les deux recettes suivantes : une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICCL) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 a substitué à ces pourcentages de TICCE 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 intègre 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 quatrième loi de finances rectificative pour 2020 a ajusté à la hausse les compensations à verser par l'État en 2020 concernant :

- d'une part, les charges de service public au titre de 2019 (écart total observé entre la réévaluation des charges 2019 vu de juillet 2019 et le réalisé 2019 vu de juillet 2020) ;
- d'autre part, les charges de service public au titre de 2020 (écart partiel entre la prévision initiale de juillet 2019 pour 2020 et la réévaluation de juillet 2020 pour 2020).

Ces charges ont en effet augmenté en raison de l'augmentation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs.

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 2020 s'élève à 8 081 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 732 millions d'euros (dont 5 333 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 399 millions d'euros au titre du budget général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 31 décembre 2020 s'élève ainsi à 1 974 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 le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la réévaluation des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 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.

Au vu des risques induits par la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2020-2021 et pour maximiser l'utilité et l'efficacité du mécanisme de capacité, RTE a adapté exceptionnellement certaines modalités et allégé certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité (notamment, suppression des frais de rééquilibrage à la hausse ou de certification tardive).

Dans ce contexte, RTE a communiqué une synthèse des éléments de transparence disponibles le 18 septembre 2020 sur le mécanisme de capacité pour permettre aux acteurs d'apprécier la situation sur l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité sur le mécanisme pour les prochaines années.

En outre, RTE a proposé deux nouvelles sessions de rééquilibrage pour l'année 2020 et apporté des évolutions à l'Appel d'Offres Effacement 2021 pour le rendre plus attractif : les volumes proposés et retenus ont doublé, une prime a été ajoutée pour les capacités en mesure d'être présentes dès novembre 2020.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de la moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 2.1).

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont ainsi respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW. Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 (mars, avril, juin, septembre, octobre, décembre) ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,2 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW, et 39,1 €/kW.

L'année de livraison 2022 a été également ouverte aux enchères en 2020. Les quatre sessions de marché ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 16,6 €/kW, 38,9 €/kW, 18,1 €/kW et 18,2 €/kW.

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.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, EDF 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 à l'isolation, 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...).

À date, EDF estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021 et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

3.8 ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est un droit mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et est réputé intégrer des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals avait initialement été fixé à 100 TWh par an.

Par sa délibération n° 2020-277 du 12 novembre 2020, 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 fixé pour l'année 2021. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH au guichet de novembre 2020, l'excédent ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que les filiales contrôlées par EDF seront décréées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseaux qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles 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° 2020-002 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit ainsi à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'ARENH et à la compensation des charges de service public de l'énergie, en précisant les modalités de répartition, entre les fournisseurs et EDF, du complément de prix acquitté au titre de l'ARENH et en confiant à la CRE la définition des modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond. Ce même décret a modifié les dispositions relatives au défaut de paiement en disposant que, dès la première cessation de transfert d'électricité au titre de l'ARENH pour défaut de paiement, l'acheteur ne peut à nouveau bénéficier de la cession de produits au titre de l'ARENH qu'après une durée d'un an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH, initialement fixé à 100 TWh, à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020, permettant ainsi 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 volume ni le prix d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh).

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2⁽¹⁾) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 2.1.

La CRE a proposé dans sa délibération n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 et a également défini, par ses délibérations n° 2020-277 du 12 novembre 2020 et n° 2020-285 du 2 décembre 2020, les modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond.

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Ventes d'énergie*	41 692	43 831
dont électricité	37 456	38 392
dont gaz	4 236	5 439
Ventes de services et divers	2 623	2 324
CHIFFRE D'AFFAIRES	44 315	46 155

* Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz

La variation du chiffre d'affaires observée en 2020 sur les ventes d'électricité est liée à des effets volumes défavorables dont :

- la baisse de la production nucléaire de 44,1 TWh, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire à hauteur de 32,9 TWh (voir note 2.1) ;
- la baisse de la demande d'électricité en lien avec la crise sanitaire Covid-19, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas ;
- un climat plus doux en 2020 qu'en 2019 ;
- l'évolution du portefeuille clients.

Ces effets sont partiellement compensés par 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 % sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels), au 1^{er} août 2019 (+ 1,49 % sur les

tarifs bleus résidentiels et + 1,34 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1^{er} février 2020 (+ 3,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,1 % sur les tarifs bleus non résidentiels) et au 1^{er} août 2020 (+ 1,82 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 1,81 % sur les tarifs bleus non résidentiels).

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires est principalement liée aux ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de forte baisse des prix de marché en 2020.

Les ventes de services augmentent du fait de la hausse des produits de cessions des certificats de capacité. En effet, l'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin (voir note 3.6).

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur le chiffre d'affaires en 2020 est de (1 117) millions d'euros (voir note 2.1).

(1) Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2020	2019
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	8 148	7 670

CSPE

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 8 081 millions d'euros en 2020 (7 662 millions d'euros en 2019). La variation s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations

d'achat du fait de la baisse des prix de marché de l'électricité observée au cours du 1^{er} semestre 2020 et par l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque (+ 8 %) et éolienne (+ 5 %).

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorité d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation 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 INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectuées sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est 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.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés dans le résultat d'exploitation. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2020 :

- des charges à hauteur de 113 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 42 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 50 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les subventions d'exploitation en 2020 est de (37) millions d'euros et s'explique par la diminution des surcoûts d'achats d'énergie et de production dans les territoires insulaires (ZNI) en lien avec la baisse de la consommation d'électricité.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019
Reprises sur provisions pour risques *	27	387	552
Pensions et obligations assimilées	30	795	826
Gestion du combustible nucléaire usé	28	744	890
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	246	261
Déconstruction des centrales nucléaires	28	181	141
Derniers cœurs	28	99	-
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		30	35
Autres provisions pour charges		88	187
Reprises sur provisions pour charges		2 183	2 340
Reprises sur dépréciations		253	387
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		2 823	3 279

* Dont, en 2020, une reprise de provision de 117 millions d'euros (184 millions d'euros en 2019) correspondant aux coûts anticipés fin 2018 sur le contrat long terme de réservation de capacité de regazéification de GNL Dunkerque LNG.

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2020	2019
Autres produits d'exploitation	745	753
Transferts de charges	101	96
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	846	849

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2020	2019
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 269	3 498
Achats d'énergie ⁽²⁾	16 783	18 232
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	16 161	16 360
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	36 213	38 090

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fossiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ils diminuent compte tenu de la baisse de la production nucléaire en 2020 et de la diminution des achats de gaz pour les Cycles Combinés Gaz (CCG).

Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :

- au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 5 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2019) ;
- en 2020, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019 (8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018).

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'énergie s'explique principalement par la diminution des achats d'électricité et de gaz 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 augmentent de 285 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2020, 383 millions d'euros de coûts supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les consommations de l'exercice en provenance de tiers en 2020 est de (463) millions d'euros (voir note 2.1).

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Impôts et taxes sur rémunérations *	169	144
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 242	1 246
Contribution Économique Territoriale	500	524
Taxes foncières	469	453
Autres impôts et taxes	314	307
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 694	2 674

* 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'était pas due sur les rémunérations versées en 2019.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2020	2019
Salaires et traitements	3 694	3 654
Charges sociales	2 745	2 799
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 439	6 453

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les charges de personnel en 2020 est de 68 millions d'euros (voir note 2.1).

Hors impact de la crise sanitaire, la diminution des charges de personnel résulte principalement de la baisse des effectifs.

Les charges de personnel comprennent, en 2020, 26 millions d'euros de coûts supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

	2020		2019	
	Cadres	Non-cadres	Total	Total
Statut IEG	27 187	31 050	58 237	59 349
Autres	1 972	2 253	4 225	4 181
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 159	33 303	62 462	63 530

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2020	2019
Sur immobilisations incorporelles	296	266
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre ⁽¹⁾	3 925	3 401
• du domaine concédé ⁽²⁾	292	282
Dotations aux amortissements des immobilisations	4 513	3 949
Autres dotations aux amortissements	25	26
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	4 538	3 975

(1) Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Condémais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Condémais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. La date pour Condémais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur ce projet, qui est toujours en cours d'examen en lien avec les pouvoirs publics. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 245 millions sur l'année 2020 (139 millions d'euros en 2019).

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Irréculaires et des concessions d'énergie hydraulique.

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2020	2019
Provisions pour risques ⁽¹⁾	27	720	656
Pensions et obligations assimilées	30	798	674
Gestion du combustible nucléaire usé	28	625	535
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	107	189
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	28	133	105
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		-	2
Autres provisions		210	112
Provisions pour charges		1 873	1 617
Dépréciations ⁽²⁾		383	342
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		2 976	2 615

(1) La dotation au 31 décembre 2020 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes d'énergies.

(2) La variation de la dotation porte principalement sur la dépréciation des créances clients en lien notamment avec la crise sanitaire Covid-19 (voir note 2.1).

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 738 millions d'euros en 2020 (2 241 millions d'euros en 2019) et comprennent notamment les pertes sur créances incouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'évolution des autres charges d'exploitation s'explique notamment par le renchérissement des coûts liés aux CEE et par l'augmentation des compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergie renouvelable.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2020	2019
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 782	1 427
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	638	757
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(1 408)	(1 483)
• Charges sur dettes financières long terme après couvertures	(1 717)	(1 822)
• Autres	309	339
Résultat de change	(232)	(145)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(106)	(70)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(3 177)	(2 187)
• Charge d'actualisation avantages au personnel	(395)	(614)
• Charge d'actualisation provisions nucléaires ⁽³⁾	(2 558)	(1 988)
• Provision sur TIAP ⁽⁴⁾	(49)	550
• Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	535	485
RÉSULTAT FINANCIER	(2 503)	(1 701)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (508 millions d'euros en 2020 et 556 millions d'euros en 2019) ;
- C3 Holding détenant EDF Investissements Groupe (149 millions d'euros en 2020 et 156 millions d'euros en 2019) ;
- EDF Holding (société détenant EDF Trading) (443 millions d'euros en 2020 sans équivalent en 2019) ;
- PEI (94 millions d'euros en 2020 et 88 millions d'euros en 2019) ;
- EDF Immo (72 millions d'euros en 2020 et 241 millions d'euros en 2019) ;
- CTE (184 millions d'euros en 2020 et 157 millions d'euros en 2019) ;
- EDEV (72 millions d'euros en 2020 et 38 millions d'euros en 2019) ;
- Framatome (47 millions d'euros en 2020 et 36 millions d'euros en 2019).

(2) En 2020, ce poste intègre un produit de 6 millions d'euros (24 millions d'euros en 2019) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) En 2020, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel plus importante que sur la période comparée (2,1 % au 31 décembre 2020, 2,3 % au 31 décembre 2019 et 2,4 % au 31 décembre 2018) (voir note 28.5.1).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés financiers en 2020 comparée à 2019.

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2020, le résultat exceptionnel représente un produit net de 425 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 780 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 175 millions d'euros ;
- la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État (voir note 31). 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. Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait 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 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, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour.

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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

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 2020 comprend 267 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Daikia.

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 déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 406 millions d'euros au titre de l'exercice 2020 (605 millions d'euros de charge d'impôt en 2019).

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 435 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2020 ;
- une charge de 230 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 201 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 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)	31/12/2020	31/12/2019	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
● Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(16 589)	(14 704)	(1 885)
● Instruments financiers et écarts de conversion	(4 717)	(2 624)	(2 093)
● Autres	(529)	(595)	66
Total actif d'impôt – taux de droit commun	(21 835)	(17 923)	(3 912)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
● Instruments financiers et écarts de conversion	2 224	2 256	(32)
● Autres	2 678	2 547	131
Total passif d'impôt – taux de droit commun	4 902	4 803	99
● Plus value en sursis d'imposition	-	-	-
● Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(25)	(15)	(10)
Total actif d'impôt – taux réduit	(25)	(15)	(10)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(16 958)	(13 135)	(3 823)
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	4 510	3 369	1 141
Créance future d'impôt au taux réduit	4	2	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi. Elles intègrent également en 2020 les économies d'impôt latentes résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours (voir note 14).

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2020
Logiciels	2 109	309	34	2 384
Autres	282	5	2	285
Immobilisations incorporelles	2 391	314	36	2 669
Terrains	117	4	2	119
Constructions et agencements de terrains	11 613	450	68	11 995
Tranches de production nucléaire ⁽¹⁾	61 160	4 027	1 750	63 437
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 410	314	317	13 407
Réseau du domaine propre	1 071	54	-	1 125
Autres immobilisations corporelles	1 722	151	135	1 738
Immobilisations corporelles du domaine propre ⁽²⁾	89 093	5 000	2 272	91 821
Terrains	48	-	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 248	550	12	10 786
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 669	158	14	1 813
Réseau du domaine concédé	3 019	156	22	3 153
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽³⁾	15 004	864	48	15 820
Immobilisations corporelles ⁽⁴⁾	17 756	5 056	5 381	17 431
Immobilisations incorporelles ⁽⁴⁾	926	578	315	1 189
Avances et acomptes versés sur commandes	3 030	-	10	3 020
Immobilisations en cours	21 712	5 634	5 706	21 640
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽⁵⁾	128 200	11 812	8 062	131 950

(1) La variation sur les tranches de production nucléaire en 2020 s'explique notamment par la sortie des actifs de contrepartie de Fessenheim liée à la mise à l'arrêt définitif de la centrale sur le 1^{er} semestre 2020.

(2) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent la mise en service en 2019 de 35 Diesels d'Urgence (DUS) pour 1 224 millions d'euros et la mise en service en 2020 de 20 DUS pour 645 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN.

(3) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique. La mise en service de la centrale hydroélectrique de Romanche Gavet (Isère) pour 408 millions d'euros est comptabilisée en immobilisations corporelles du domaine concédé (voir note 2.3).

(4) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de grand carénage. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 538 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 3.1). L'impact estimé lié à la crise sanitaire Covid-19 sur les investissements de l'année 2020 est estimé à (113) millions d'euros.

(5) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2020 est de 11 830 millions d'euros* (soit 11 570 millions d'euros en immobilisations en cours et 260 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 Voie Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 466 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 691 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 672 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2020 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 78 millions d'euros. Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, le Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₉ s'ajouteraient des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₉, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers qui, en normes françaises, sont comptabilisés en charges. Comme indiqué ci-dessus, les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2020 à 409 millions d'euros dont 383 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 8 renvoi (3)) et 26 millions d'euros de charges de personnel (voir note 10).

* 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 31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2020
Logiciels	1 175	283	32	1 426
Autres	130	12	2	140
Immobilisations incorporelles	1 305	295	34	1 566
Terrains et constructions	7 576	344	62	7 858
Tranches de production nucléaire *	41 534	2 895	2 271	42 158
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 997	638	327	9 308
Réseau du domaine propre	532	31	-	563
Autres immobilisations corporelles	1 133	143	124	1 152
Immobilisations corporelles du domaine propre	59 772	4 051	2 784	61 039
Terrains et constructions	6 618	146	10	6 754
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 084	33	13	1 104
Réseau du domaine concédé	1 264	85	21	1 328
Autres immobilisations corporelles	10	1	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	8 976	265	44	9 197
Immobilisations corporelles en cours	94	25	35	84
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	70 147	4 636	2 897	71 886

* La variation des amortissements et dépréciations sur les tranches de production nucléaire en 2020 s'explique notamment par la sortie des actifs de contrepartie de Fessenheim liée à la mise à l'arrêt définitif de la centrale sur le 1^{er} semestre 2020, et par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 sur les dépréciations d'actifs de contrepartie et sous-jacents pour les provisions adossées à des actifs.

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 5,2 % au 31 décembre 2020. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MW telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 2.2.3), 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'euros 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente, principalement liée aux surcoûts exceptionnels pour la réparation des soudures de traversée. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en charges d'exploitation.

Comme au 30 juin 2020, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en diminution par rapport au 31 décembre 2019, mais la marge du test reste significative par rapport à la valeur à tester. Le calcul de la valeur recouvrable prend notamment en compte au-delà du contexte macroéconomique défavorable (scénarios de prix à moyen terme et long terme, CMPC), la révision des hypothèses de production d'électricité et l'augmentation du coût du grand carénage, particulièrement en lien avec la crise sanitaire, conformément aux annonces faites par EDF, et à l'inverse, les effets favorables du plan de relance sur les impôts de production.

Les hypothèses structurantes du test restent 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.

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2020	Montants cumulés au 31/12/2019
Participations ⁽¹⁾	60 006	59 479
Créances rattachées aux participations	51	53
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	24 347	22 350
Autres titres immobilisés	199	273
Créance CSPE ⁽³⁾	-	684
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	16 422	12 026
Total valeur brute des immobilisations financières	101 025	94 865
Dépréciations des participations et créances rattachées	(712)	(578)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁵⁾	(293)	(220)
Total dépréciations	(1 005)	(798)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	100 020	94 067

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 127 millions d'euros ;
- des prises de participations effectuées par EDF Invest dont :
 - la souscription au capital de C72 (société détenant Energy Assets Group (EAG)) pour un montant de 178 millions d'euros,
 - la souscription au capital de C76 (société détenant un parc éolien et un parc solaire aux États-Unis) pour un montant de 64 millions d'euros (voir note 38.2.5),
 - la souscription au capital de C80 (société détenant un parc éolien au Canada) pour un montant total de 74 millions d'euros (voir note 38.2.5),
 - la souscription au capital de C81 (société détenant des parcs éoliens au Portugal) pour un montant de 48 millions d'euros (voir note 38.2.5),
 - la souscription au capital de C66 (société détenant un actif immobilier en Allemagne) pour un montant de 25 millions d'euros,
 - la souscription au capital de C78 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 18 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, 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.

(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 780 millions d'euros sur l'exercice 2020 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(3) Cette créance était 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 2020 s'élèvent à 690 millions d'euros y compris intérêts (1 399 millions d'euros en 2019) (voir note 3.5). Ces remboursements 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. Au 31 décembre 2020, l'État a ainsi remboursé l'intégralité de la créance financière due à EDF.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2020 est de 16 378 millions d'euros, dont 10 877 millions d'euros pour EDF International, 2 083 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 1 331 millions d'euros pour Dalkia, 931 millions d'euros pour Enedis et 643 millions d'euros pour FEI.

(5) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés financiers en 2020 comparée à 2019 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13).

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2020	% du capital détenu	Capitaux propres 2019	Résultats de l'exercice 2019	Dividendes reçus en 2020	Chiffres d'affaires 2019
I. Filiales							
● Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	-	100	6 366	76	72	n.s.
EDF International	25 930	-	100	18 042	(655)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1 048	142	94	839
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 588	477	443	-
Société C3	11 196	-	100	11 483	157	149	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 488	76	72	-
EDF Group Support Services	n.s.	-	100	2	1	1	161
CTE*	2 705	-	50,1	5 298	313	184	-
C45	99	9	100	99	10	10	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	428	15	22	-
C73	143	12	100	143	n.s.	8	-
C74	123	12	100	123	n.s.	9	-
Autres	2 559	265	100	1 785	(44)	152	-
● Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	99,9	446	(63)	-	2 207
Enedis	2 700	-	100	5 441	698	508	14 479
Framatome	2 028	-	75,5	2 549	132	47	2 159
Edvance	12	-	80	25	10	4	501
A l'étranger							
Ermonon	14	14	50	129	-	-	32
Rhenkraftwerk Iffezheim (RIK)	3	-	50	97	3	-	16
Forces Motrices du Châtelôt	n.s.	-	50	8	n.s.	n.s.	4
● Autres (GIE EIFER)	130	125	-	-	-	-	-
TOTAL I	59 812	577				1 775	

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

* CTE : société détenant à 100 % RTE

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2020	% du capital détenu	Capitaux propres 2019	Résultats de l'exercice 2019	Dividendes reçus en 2020
I. Filiales						
Total I Report des filiales	59 812	577				1 775
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	79	35	261	4	-
Dalkia Investissements	63	56	49,9	15	2	-
Total II.1	193	135				-
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	111	5	n.s.
Total II.2	1	-				-
Total II	194	135				-
Total brut des filiales et participations	60 006	712				1 775
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	59 294					

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	22 350	22 246	24 816	24 347	24 195	27 148

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2020, pour 24 195 millions d'euros d'actifs dédiés.

Pour rappel, le Président-Directeur Général, agissant sur délégation du Conseil d'administration, avait 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 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.

L'opération décrite ci-dessus s'est traduite par l'annulation pour un montant de 36 millions d'euros des 3 646 913 actions comptabilisées dans la rubrique Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille « TIAP », et par l'annulation pour un montant de 2 millions d'euros des 50 594 actions comptabilisées dans la rubrique « Valeurs mobilières de placement » (voir note 21) ; soit un total de 38 millions d'euros au titre de l'opération d'annulation enregistré en diminution des capitaux propres sociaux de la Société (voir note 24).

18.5 Actions propres

Le Conseil d'administration de la Société du 29 juillet 2020 a décidé de procéder à l'annulation des 3 697 507 actions autodétenues affectées à cet objectif avec effet au 30 septembre 2020, par imputation de la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et leur valeur nominale sur les capitaux propres.

Cette décision d'annulation fait suite au programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 pour une durée de 18 mois sachant que ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme à la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018.

(en millions d'euros)	31/12/2019			Variation 2020 *	31/12/2020		
	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette		Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
ACTIONS PROPRES	61	(14)	47	(37)	10	-	10

* Dont (36) millions d'euros au titre de l'opération d'annulation des actions propres détaillée ci-dessus

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2020 s'élève à 830 000 actions pour une valeur nette de 10 millions d'euros.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2020	Montants bruts au 31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	49	51	53
Créance CSPE	-	-	-	-	684
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 535	13 579 *	1 308	16 422	12 026
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	1 537	13 579	1 357	16 473	12 763

* Dont 9,95 milliards d'euros à EDF International correspondant notamment à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit de maturité 2022 et 2023

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2020			31/12/2019		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 322	(33)	8 289	8 332	(4)	8 328
Autres matières premières	265	(32)	233	116	(20)	96
Autres approvisionnements ⁽¹⁾	1 963	(236)	1 727	1 533	(221)	1 312
En cours de production et autres stocks ⁽²⁾	292	-	292	50	-	50
TOTAL STOCKS	10 842	(301)	10 541	10 031	(245)	9 786

(1) La hausse du stock « Autres approvisionnements » est notamment liée à l'augmentation du stock de certificats de capacité au 31 décembre 2020.

(2) La hausse des « En cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2020.

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2020	Montants bruts au 31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	375	127	221	723	694
• Créances clients et comptes rattachés					
Factures établies	2 389	-	-	2 389	2 210
Factures à établir ⁽¹⁾	13 684	-	-	13 684	13 429
• Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	6 234	64	217	6 515	5 688
Créances d'exploitation	22 307	64	217	22 588	21 327
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	823	368	623	1 814	2 672
Disponibilités ⁽⁴⁾	5 364			5 364	4 714
Charges constatées d'avance	219	241	527	987	1 087
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	29 088	800	1 588	31 476	30 494

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2020.

(2) Elles comprennent 3 480 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 974 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 647 millions d'euros en 2019).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

(4) Au 31 décembre 2020, les disponibilités incluent 821 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (2)).

Note 21 Valeurs mobilières de placement

EDF a fait évoluer la présentation du tableau des valeurs mobilières de placement afin d'en améliorer sa lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon rétrospective sur l'exercice comparatif 2019, entraîne le regroupement des obligations en devises (soit 1 919 millions d'euros au 31 décembre 2020 et 2 687 millions d'euros au 31 décembre 2019), avec les obligations en euros sur

une unique ligne « Obligations » pour les deux années visées. Au 31 décembre 2019, ces obligations en devises étaient présentées au sein du poste « Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement ».

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation de l'exercice
Actions propres	-	2	(2)
OPCVM ⁽¹⁾	2 443	410	2 033
TCN court terme en euros et en devises ⁽²⁾	1 738	3 318	(1 580)
Obligations ⁽²⁾	8 830	10 893	(2 063)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	54	70	(16)
Total valeur brute	13 065	14 693	(1 628)
Dépréciations	(4)	(3)	(1)
TOTAL VALEUR NETTE	13 061	14 690	(1 629)

(1) L'augmentation des OPCVM s'explique principalement par le placement d'une partie des fonds reçus à l'occasion de l'émission d'obligations vertes (OCEANES Vertes) dans l'attente de leur utilisation dans le cadre d'investissements dans les énergies renouvelables (voir note 2.4.1).

(2) La diminution des TCN et des obligations s'explique par la volonté de réduire le risque crédit et d'augmenter les actifs liquides (comptes à vue, OPCVM) pour faire face aux conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation
Valeurs mobilières de placement	13 065	14 693	(1 628)
Disponibilités	5 364	4 714	650
Sous-total à l'actif du bilan	18 429	19 407	(978)
OPCVM en euros	(2 443)	(410)	(2 033)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(937)	(1 068)	131
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(801)	(2 250)	1 449
Obligations	(8 830)	(10 893)	2 063
Actions propres	-	(2)	2
Intérêts courus	(54)	(70)	16
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(13 065)	(14 693)	1 628
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	(5 620)	(4 794)	(826)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	(256)	(80)	(176)
Élimination de l'incidence des variations de change			102
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(37)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			(111)

* 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 Enedis, PEI, Scillo 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.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Note 23 Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2020 une perte de change de 872 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 576 millions d'euros au 31 décembre 2020 (994 millions d'euros au 31 décembre 2019) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2020 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de

296 millions d'euros (311 millions d'euros au 31 décembre 2019). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020) est comptabilisé en écarts de conversion actif. Il est 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. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2020 à ce titre.

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 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
Affectation du résultat 2019	-	5	1 588	(1 593)	-	-	-
Résultat 2020	-	-	-	222	-	-	222
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Annulation d'actions propres*	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
Acompte sur dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2020	1 550	20 316	9 121	222	160	5 786	37 155

* Suite à la décision du Conseil d'administration d'EDF en date du 29 juillet 2020 de procéder à l'annulation de 3 697 507 actions autodétenues par imputation sur les capitaux propres pour un montant de (38) millions d'euros (voir note 18.5)

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2020, le capital social s'élève à 1 549 961 789,50 euros, composé de 3 099 923 579 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,68 % par l'État, 14,94 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,36 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions autodétenues.

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

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019 était de 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et 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 s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2020, les autres fonds propres présentent un solde de 11 473 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 nets des rachats de 4 336 millions d'euros et 3 309 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 497 millions d'euros ;

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 081 millions d'euros (2 100 millions d'euros en nominal net de 19 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.4.2).

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 512 millions d'euros au 31 décembre 2020 (549 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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 %
09/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Contre-valeur des biens	106	106
Écarts de réévaluation	790	815
Amortissement de caducité	324	280
Concessions d'énergie hydraulique	1 220	1 201
Contre-valeur des biens	1 918	1 839
Financement du concessionnaire non amorti	(1 219)	(1 157)
Amortissement du financement du cédant	354	344
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	9	7
Concessions de Distribution Publique*	1 062	1 033
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 282	2 234

* 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	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation ^{(3) (4)}	Provision sans objet ⁽⁵⁾	Financières	31/12/2020
Provisions pour pertes de change ⁽⁶⁾	768	-	28	-	-	(284)	512
Provisions pour contrats déficitaires ⁽⁷⁾	1 616	590	375	(259)	(89)	-	2 233
Autres provisions pour risques	304	130	-	(32)	(7)	-	395
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	2 688	720	403	(291)	(96)	(284)	3 140

(1) Voir notes 6 et 11.2.

(2) L'augmentation de la charge de désactualisation sur les provisions pour contrats déficitaires s'explique par des taux d'actualisation sensiblement plus bas qu'au 31 décembre 2019, en lien avec l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation (voir note 28.5).

(3) Les dotations nettes d'exploitation sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 242 millions d'euros concernent principalement un contrat long terme d'achat de GNL pour 146 millions d'euros et un contrat de service de gazéification pour 163 millions d'euros.

(4) Les provisions pour perte de change d'un montant de 512 millions d'euros au 31 décembre 2020 concernent principalement les emprunts hybrides pour 269 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 216 millions d'euros. La reprise de dotation aux provisions pour pertes de change concerne principalement les emprunts hybrides pour 272 millions d'euros.

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 principalement 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 1.15.1 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;

- EDF constitue par ailleurs 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 qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽³⁾	
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation ⁽¹⁾	Provision sans objet ⁽²⁾		31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	10 823	625	626	(744)	-	(8)	11 322
• dont non liées au cycle d'exploitation	1 152	65	109	(14)	-	(15)	1 297
• dont hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 019	41	51	(35)	-	-	1 076
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	6	46	(25)	-	(832)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	101	1 016	(221)	-	1 873	13 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 159	732	1 688	(990)	-	1 033	24 622
Dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	21 140	691	1 637	(955)	-	1 033	23 546
Dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 019	41	51	(35)	-	-	1 076
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	133	780	(157)	(24)	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	2 624	-	94	(99)	-	92	2 711
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19 561	133	874	(256)	(24)	(88)	20 200
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	41 720	865	2 562	(1 246)	(24)	945	44 822
Provisions liées à la production nucléaire loi du 28 juin 2006*	40 701	824	2 511	(1 211)	(24)	945	43 746
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 019	41	51	(35)	-	-	1 076

* Champ d'application 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. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

(1) Voir notes 6 et 11.2.

(2) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 520 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2020 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(3) Les autres mouvements comprennent notamment :

- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 pour les provisions adossées à des actifs pour 707 millions d'euros ;
- un reclassement de montants relevant précédemment des provisions pour reprise et conditionnement des déchets pour un montant de 841 millions d'euros et des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires (correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée) pour un montant de 813 millions d'euros, vers la catégorie des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mai 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) 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 Recyclage) 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 Orano Recyclage 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 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 Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage 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 pour gestion du combustible usé 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 Recyclage 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 2020 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines et a réalisé des tests portant sur les interfaces entre les fournisseurs. La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'entreposage de l'uranium de retraitement (soit 882 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.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 38). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 – 2020, fera l'objet d'une concertation publique spécifique en 2021 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Suite aux opérations de reclassement effectuées au 31 décembre 2020 telles qu'explicitées en note 28, ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, 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, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation – opérations provisionnées auparavant au sein des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et des provisions pour reprise et conditionnement de déchets et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'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 notamment 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.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2020	31/12/2019
Déchets TFA et FMA	TFA : Morvilliers (Andra) – FMA : Soulaïnes (Andra)	2 856	1 561
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïnes (Andra)	365	330
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 079	8 640
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		13 300	10 531

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïmes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants et les coûts de l'usine de Cyclife France pour le traitement des déchets.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait 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).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvrent la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le Gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité ». Une évolution de réglementation a été proposée par la Direction Générale de Prévention des Risques (DGPFR) et a fait l'objet d'une consultation du public.

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 Soulaïmes (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 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5^e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

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 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 provisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, 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 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

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 (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. 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 du 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.

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.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. 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'experts 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.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La Revue de Conception Détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue fin 2021, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Le 3 août 2020, l'ANDRA a déposé, auprès du ministère de la Transition écologique, un dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo. Après instruction par les services de l'État, cette demande fera l'objet d'une enquête publique qui devrait se tenir au deuxième trimestre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue fin 2021.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 675 millions d'euros).

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-25 à L. 593-20 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif 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) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisés ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- 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 actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, 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 la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois d'améliorer la robustesse des études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, ni 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.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique, l'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier.

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).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	Dotations		Reprises		Autres ⁽¹⁾		2020
	2019	Exploitation	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	-	474	(19)	(24)	(900)	12 775
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	133	306	(138)	-	720	4 714
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	16 937	133	780	(157)	(24)	(180)	17 489

(1) Il s'agit des charges financières de déactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit pour l'essentiel du reclassement des provisions pour déconstruction relatives aux deux tranches de Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées » suite à leurs mises à l'arrêt définitif sur le 1^{er} semestre 2020.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu 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 a permis 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 série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont expliquées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement 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.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- 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, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, 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.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série (resp. mutualisation). Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus

importants en fonction de nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). L'évaluation précise de ces risques est en cours sur la base de la tête de série 900 MW (Fessenheim). Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,5 % pour l'ensemble du parc (20 % pour la tête de série 900 MW).

La démarche ainsi mise en œuvre en 2016 et les résultats des travaux avaient été présentés à l'autorité administrative et fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

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 annuels de devis non significatifs.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Il est par ailleurs à noter en 2020 les mouvements suivants sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, hormis le reclassement de la provision relative à la centrale de Fessenheim en provision pour déconstruction des centrales arrêtées :

- le périmètre de ces provisions intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) mis en service en 2020 dans le cadre du programme Grand Carénage, entraînant un accroissement de la provision pour 23 millions d'euros ;
- comme précisé en note 3.1, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers d'EDF l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5^e visite décennale. À ce titre, les provisions nucléaires ont été ré-estimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires (dont 26 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie des actifs au bilan, comme annoncé dans la note 3.1 de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2019 ;
- suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, un montant de 813 millions d'euros, correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée, a été reclassé vers les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros 2020) de 2 tranches TTS 900 MW (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MW à comparer au 0,35 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

À l'exception des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (pour lesquels les provisions sont évaluées suivant les modalités du parc REP en exploitation décrites plus haut), le démantèlement des autres réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A (mais inséré dans une cavité), 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. Ils sont revus annuellement depuis 2015. 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 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 définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée 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. 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.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernant la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernant la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1^{re} phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECE) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et est appelé à se dérouler jusqu'à juillet 2021.

Au 31 décembre 2020, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	215	176
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim *	810	689
Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 352	2 967
Réacteur à eau lourde – Brennilis	321	276
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	557	494

* Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,85 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur encastré dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes

avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendiaire) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;

- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- **Chooz A** : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devaient s'achever en 2024. Le décret de démantèlement prévoit qu'elles soient suivies d'une période de surveillance des eaux de ruissellement de la cavité d'une vingtaine d'années, conduisant à un déclassement de l'installation en 2047 ;
- **Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG** : arrêtés entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisés pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2033, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- **Creys Malville** : arrêté en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture et retrait des bouchons de la cuve, début de découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes). Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- **Brennilis** : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040).

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 (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). 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. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 14).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du

combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

28.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation était déterminé sur base de la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT de durée aussi proche que possible de celle de la durée des engagements nucléaires (OAT 2055), à laquelle était ajouté le spread des obligations cotées de notation A à AA.

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels, de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,51 % pour 2020. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; + 0,2 %] pour les flux entre 0 et 20 ans, de [+ 0,2 % ; + 3,2 %] pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,51 % pour les flux au-delà de 50 ans.

Cette évolution des modalités de calcul du taux d'actualisation permet la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle (en lieu et place d'un taux moyen relatif à une seule durée représentative de la durée moyenne des engagements), soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de la modification des références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations investment Grade et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

6

ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,2 % (respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit un taux d'actualisation réel de 2,1 % au 31 décembre 2020 (2,3 % au 31 décembre 2019).

Sur la base des modalités de calcul en vigueur jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation réel s'établirait également à 2,1 %.

28.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 28.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes réglementaires suivants :

- décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui codifie au sein du Code de l'environnement et actualise le décret initial du 23 février 2007 ;
- arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

Au regard de ces décret et arrêté, le taux d'actualisation, à compter du 1^{er} juillet 2020, doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de

2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;

- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,7 % (taux réel de 2,66 % arrondi à 2,7 %) au 31 décembre 2020.

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2020, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,1 %.

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la réglementation en vigueur avant l'entrée du 1^{er} juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC 30, s'établissait à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019. Le taux d'actualisation nominal retenu dans les états financiers au 31 décembre 2019 s'établissait quant à lui à 3,7 %.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;
- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mises en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

28.5.3 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.

	2020		2019	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	18 998	10 246	18 437	9 804
Dont non liée au cycle d'exploitation	2 727	1 297	2 491	1 152
Reprise et conditionnement des déchets	-	-	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	35 580	13 300	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	54 578	23 546	52 052	21 140
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 693	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 400	4 714	6 428	3 693
Derniers cœurs	4 258	2 711	4 331	2 624
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 351	20 200	31 893	19 561
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		43 746		40 701

* Champ d'application 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. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	2020		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans *	TOTAL
Gestion du combustible usé	7 176	11 822	18 998
Dont non liée au cycle d'exploitation	239	2 488	2 727
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 094	30 486	35 580
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	12 270	42 308	54 578
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	707	18 986	19 693
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 756	4 644	7 400
Derniers cœurs	848	3 410	4 258
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	4 311	27 040	31 351

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et 40 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 47 % et 96 % pour la déconstruction.

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

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	
		31/12/2020	+ 0,20 % - 0,20 %	+ 0,20 % - 0,20 %	+ 0,20 % - 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
● gestion du combustible usé	11 322	(261)	287	229	(253)
● gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
● derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
TOTAL	44 822	(1 803)	2 032	1 035	(1 221)
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	32 676	(1 564)	1 772	875	(1 043)

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 2020 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)	31/12/2019	Dotations		Reprises		31/12/2020
		Exploitation ⁽¹⁾⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	Exploitation ⁽²⁾⁽⁴⁾	Financières ⁽⁵⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	10 411	695	382	(715)	(212)	10 561
Avantages à long terme	1 019	103	13	(80)	-	1 055
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	11 430	798	395	(795)	(212)	11 616

(1) Dont 485 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 303 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Voir notes 6 et 11.2.

(3) Voir note 13.

(4) Dont (771) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (24) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2019	30 539	(12 315)	18 224	(29)	(6 765)	11 430
Charge nette de l'exercice 2020	880	(212)	668	10	279	957
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	2 229	(1 136)	1 093	-	(1 093)	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 230)	459	(771)	-	-	(771)
SOLDE AU 31/12/2020	32 418	(13 203)	19 214	(19)	(7 579)	11 616

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2020 s'élèvent à 2 229 millions d'euros en lien principalement avec la variation du taux d'actualisation et d'inflation pour 1 903 millions d'euros et 326 millions d'euros de pertes dues aux effets d'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Coût des services rendus de l'exercice ⁽¹⁾	485	409
Charges d'intérêts (actualisation) ⁽²⁾	395	614
Rendement escompté des actifs de couverture	(212)	(271)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	185	99
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	94	132
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	957	993
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	774	651
Résultat financier	183	342

(1) L'augmentation observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'évolution des hypothèses actuarielles au 31 décembre 2019, principalement la baisse du taux d'actualisation (- 1,0 %).

(2) Les charges d'intérêts (actualisation) de 395 millions d'euros sont en diminution de 219 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2019, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1^{er} janvier 2020 (1,3 %) et le 1^{er} janvier 2019 (2,3 %).

(3) En 2020, le montant correspond aux dotations d'exploitation (798 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (24 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)	31/12/2019	Dotations		Reprises		31/12/2020
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	10 411	695	382	(715)	(212)	10 561
dont :						
Retraites	7 257	377	291	(558)	(205)	7 162
Charges CNIÉG	457	9	6	(13)	-	459
Avantages en nature énergie	2 018	213	63	(121)	-	2 173
Indemnités de fin de carrière	32	39	8	(1)	(7)	71
Autres	648	57	14	(22)	-	697

(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 31/12/2020	31 363	(13 203)	(19)	(7 579)	10 561
dont :					
Retraites	23 757	(12 656)	-	(3 939)	7 162
Charges CNIÉG	488	-	-	(29)	459
Avantages en nature énergie	5 340	-	-	(3 167)	2 173
Indemnités de fin de carrière	630	(532)	(5)	(22)	71
Autres	1 148	(15)	(14)	(422)	697

(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 CNIÉG	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

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)	31/12/2019	Dotations		Reprises		31/12/2020
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	1 019	103	13	(80)		1 055
dont :						
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	870	89	11	(70)		900
Médailles du travail	129	12	2	(8)		135
Autres	20	2	-	(2)		20

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 203 millions d'euros au 31 décembre 2020 (12 314 millions d'euros au 31 décembre 2019) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution favorable des marchés financiers sur le marché obligataire.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	13 203	12 314
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	12 656	11 764
dont en % :		
Actions	33 %	31 %
Obligations et monétaires	67 %	69 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	532	534
dont en % :		
Actions	37 %	34 %
Obligations et monétaires	63 %	66 %
Autres actifs de couverture	15	16

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 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,20 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,4 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 1,77 % pour 2020 (2,55 % pour 2019) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,40 % pour 2020 (2,21 % pour 2019).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2020.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,2 % (1,3 % au 31 décembre 2019).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,3 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	Dotations		Reprises			31/12/2020
	31/12/2019	Exploitation	Suite à utilisation	Sans objet	Autres	
Provisions pour charges relatives :						
• au personnel	84	54	(68)	(1)	-	69
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	272	10		(2)	(10)	270
• aux autres charges	516	696*	(24)	(1)		1 187
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	872	760	(92)	(4)	(10)	1 526

* Dont 538 millions d'euros au titre de la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État (voir note 14).

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2020	Montant brut au 31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	3 400	11 921	32 025	47 346	50 572
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	349	596	395	1 340	1 289
Autres emprunts	3 108	7	3	3 118	1 845
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	1	4	21	26	26
• autres dettes	1 025	-	-	1 025	1 439
Dettes financières (voir note 33)	7 883	12 528	32 444	52 855	55 171
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	7 188	-	-	7 188	7 050
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 924	-	46	7 970	7 720
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	8 110	-	-	8 110	8 357
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	1 938	-	-	1 938	2 172
Comptes créditeurs ⁽³⁾	16 026	629	-	16 655	14 073
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	33 998	629	46	34 673	32 322
Instruments de trésorerie	2 973	470	1 632	5 075	4 387
Produits constatés d'avance ⁽⁴⁾	508	1 071	1 623	3 202	3 112
TOTAL DETTES	52 550	14 698	35 745	102 993	102 042

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020 (6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Au 31 décembre 2020, ce poste inclut un montant de 1 448 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 463 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(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 2020, 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 1 713 millions d'euros (1 710 millions d'euros en 2019). 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 Exelium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5).

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2019	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2020
Emprunts (en euros) ⁽¹⁾	832	2 400	-	-	-	3 232
Emprunts (en devises)	13 764	-	(2 534)	(938)	-	10 292
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 933	-	(1 200)	-	-	19 733
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	15 043	-	-	(954)	-	14 089
Emprunts obligataires	50 572	2 400	(3 734)	(1 892)	-	47 346
Emprunts long terme en euros	1 289	200	(149)	-	-	1 340
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 289	200	(149)	-	-	1 340
Titres de créances négociables en euros	785	1 286	-	-	-	2 071
Titres de créances négociables en devises	1 046	-	(760)	(72)	-	214
Emprunts contractuels à caractère financier	14	7 353	(6 397)	(137)	-	833
Autres emprunts ⁽²⁾	1 845	8 639	(7 157)	(209)	-	3 118
Total emprunts	53 706	11 239	(11 040)	(2 101)	-	51 804
Avances sur consommation	26	-	-	-	-	26
Avances et dettes financières diverses ⁽³⁾	453	38	(43)	-	(338)	110
Comptes bancaires créditeurs	22	-	-	-	13	35
Débits bancaires différés	16	-	-	-	(8)	8
Intérêts à payer	948	-	-	-	(76)	872
Total autres dettes financières diverses	1 439	38	(43)	-	(409)	1 025
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	55 171	11 277	(11 083)	(2 101)	(409)	52 855

(1) EDF a lancé une émission obligataire convertible en actions nouvelles ou existantes de 2,4 milliards d'euros le 8 septembre 2020 (voir note 2.4.1).

(2) En 2020, EDF a procédé à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques. Au 31 décembre 2020, la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués s'élève à 821 millions d'euros et a pour contrepartie une dette financière (voir note 20 renvoi (4)). En 2020, les émissions de TON nettes de remboursements représentent un montant de 454 millions d'euros.

(3) Dont (338) millions d'euros au titre de la souche 2020 d'emprunt hybride pour laquelle EDF avait 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 classé en autres dettes financières au 31 décembre 2019.

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		26 888		52		19 718		46 606		90
CHF	550	509	2	1	(550)	(509)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 214	33	16	(3 000)	(3 337)	4 385	4 877	94	9
HKD	2 416	254	1	-	(2 416)	(254)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 083	4	2	(137 000)	(1 083)	-	-	-	-
NOK	1 000	96	-	-	(1 000)	(96)	-	-	-	-
USD	18 094	14 760	60	29	(17 718)	(14 439)	376	321	6	1
Total II – Autres devises		24 916	100	48		(19 718)		5 198	100	10
TOTAL I + II		51 804		100		-		51 804		100

* En 2020, EDF a procédé à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques. Au 31 décembre 2020, la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués s'élève à 821 millions d'euros (voir note 33 renvoi (2)) dont 376 millions de dollars américains (soit 321 millions d'euros) et 500 millions d'euros.

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	% 31/12/2020	% 31/12/2019		Montants	% 31/12/2020	% 31/12/2019
Emprunts Long Terme et EMTN	48 214			(20 678)	27 536		
Emprunts Court Terme	3 119			-	3 119		
Dette à taux fixe	51 333	99	99	(20 678)	30 655	59	55
Emprunts Long Terme et EMTN	471			20 678	21 149		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	471	1	1	20 678	21 149	41	45
TOTAL	51 804	100	100	-	51 804	100	100

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2020 un gain latent de change de 336 millions d'euros (219 millions d'euros au 31 décembre 2019) dont 151 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling et 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des cross currency swaps.

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux 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)	31/12/2020		31/12/2019	
	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	10 385	10 385	8 239	8 239
USD	3 300	3 300	3 294	3 294
GBP	3 854	3 854	3 661	3 661
Sous-total	17 539	17 539	15 194	15 194
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	32 688	24 353	29 756	24 095
CAD	435	574	205	305
USD	16 671	20 643	17 681	21 333
GBP	6 138	8 903	5 800	6 579
CHF	192	361	958	1 177
ILS	354	405	273	273
PLN	137	177	343	389
JPY	79	835	96	857
CNY	102	102	2	2
MXN	102	101	106	105
Autres	637	740	568	568
Swaps de capitaux long terme				
BRL	-	-	-	19
EUR	4 247	33 880	5 308	35 013
JPY	1 083	63	1 124	65
USD	15 807	1 709	20 985	3 128
GBP	15 120	2 557	13 035	2 234
CHF	509	-	507	-
ILS	86	86	93	93
PLN	14	14	14	10
NOK	96	-	101	-
MXN	-	10	-	12
HKD	254	-	276	-
Sous-total	94 751	95 513	97 231	96 257
3-Swaps de titrisation	62	62	135	135
4-Opérations sur valeurs mobilières				
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	112 352	113 114	112 560	111 586
5-Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	-	-	2	2
Produits pétroliers (en milliers de barils)	6 218	6 218	6 767	6 767

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2020 (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)	2020	2019
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux *	141	160
Instruments de change	(274)	239
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	710	735
Instruments de change	(118)	359

* 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 2020 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	157	2 720
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	227	248
• Cross Currency Swaps	(1 032)	(1 668)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Charbon	-	(6)
• Produits pétroliers	-	(13)
TOTAL	(648)	1 281

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2020, 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				31/12/2020	31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	12 939	18 850	10 997	10 469	53 255	54 725
Engagements liés aux opérations d'exploitation	6 593	13 270	10 596	6 325	36 784	37 942
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 262	9 824	7 825	6 172	27 083	29 081
• Autres engagements liés à l'exploitation	3 331	3 446	2 771	153	9 701	8 861
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 815	3 325	387	99	6 626	7 640
Engagements liés aux opérations de financement	3 531	2 255	14	4 045	9 845	9 143
Engagements hors bilan reçus	2 743	9 472	458	657	13 330	13 053
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 248	885	458	257	2 848	2 982
Engagements liés aux opérations d'investissement	-	-	-	-	-	-
Engagements liés aux opérations de financement	1 495	8 587	-	400	10 482	10 071

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux 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 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2020	31/12/2019
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 513	3 569	3 141	3 855	12 078	12 669
Achats de combustible nucléaire	1 749	6 255	4 684	2 317	15 005	16 412
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 262	9 824	7 825	6 172	27 083	29 081

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 59 TWh pour l'exercice 2020 (57 TWh pour 2019), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2019), 31 TWh au titre de l'éolien (30 TWh pour 2019), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2019) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2019).

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 2020 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 garanties bancaires accordées par EDF et sur les achats supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF porte notamment sur l'EPR de Flamanville 3.

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 2020, d'EDF International pour 3 615 millions d'euros, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Renouvelables pour 1 298 millions d'euros, d'EDF

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.

Energy pour 847 millions d'euros, d'Edison pour 799 millions d'euros et d'Enedis pour 700 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, 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.

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

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également 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 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 définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 à 18 du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut sous certaines conditions les actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détiennent 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

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 %.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, en dehors de l'obligation de dotation en 2020 à hauteur de 297 millions d'euros compte tenu des dispositions réglementaires préexistantes, confirmée à EDF par un courrier de l'autorité administrative du 12 février 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %.

38.2 Allocation stratégique et composition 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.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés :

- en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) ;
- en 2013, par la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest » ; ainsi que
- l'affectation en 2013 de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSFE à fin 2012, remboursée en totalité au 31 décembre 2020.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une 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 d'ici 2025.

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 et localisés en France.

Les fonds d'actions cotés 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.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, 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, 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).

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

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, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2020, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 905 millions d'euros dont 6 420 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, pour une valeur de 2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020 (2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madriela Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (Etats-Unis, Canada, Royaume-Uni, Portugal).

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 2020 est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020		31/12/2019	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Titres de participation CTE (société détenant RTE) ⁽¹⁾	2 705	2 788	2 705	2 926
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	24 195	27 148	22 246	24 816
Autres titres immobilisés et prêts d'actionnaires ⁽²⁾	3 136	3 421	2 623	2 965
Total actifs dédiés – immobilisations financières	30 036	33 357	27 574	30 707
VMP	260	262	192	192
Total actifs dédiés – VMP	260	262	192	192
Créance CSPE ⁽³⁾	-	-	684	688
Total actifs dédiés avant couverture	30 296	33 619	28 450	31 587
Instruments de couverture et autres éléments	48	229	(5)	37
TOTAL ACTIFS DEDIES APRES COUVERTURE ⁽⁴⁾	30 344	33 848	28 445	31 624

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. 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 155 millions d'euros de prêt d'actionnaires destiné à être capitalisé relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.

(3) 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, intégralement remboursée au 31 décembre 2020 conformément à l'échéancier.

(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 2020 ainsi qu'au 31 décembre 2019.

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 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,6 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 % également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

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)	31/12/2020	31/12/2019
Provision pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 297	1 152
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	10 531
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	16 937
Provisions derniers coeurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	590	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	32 676	29 975

**38.2.5 Évolutions des actifs dédiés
sur l'exercice 2020**

En avril 2020, EDF Invest a acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (smart meters) ainsi que des participations minoritaires dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

En décembre 2020, EDF SA a également acquis auprès d'EDF Renewables des participations dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 pour 113 millions d'euros du solde de la participation dans les parcs éoliens Mirose et Red Pine acquis en 2019 auprès d'EDF Renewables.

Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs et 498 millions d'euros en numéraire, conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 pesant sur EDF (voir note 38.1).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers avec une hausse importante sur les marchés actions jusqu'à mi-février, puis l'extension de la crise du Covid-19 qui a conduit à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans avec un point bas au 20 mars et finalement un rebond significatif jusqu'à la fin du semestre sous l'effet notamment de l'intervention en urgence des banques

centrales. L'année 2020 s'est terminée avec de bonnes performances pour l'ensemble des actifs notamment du fait de la mise en œuvre de mesures exceptionnelles de soutien à l'économie budgétaires et monétaires.

En effet, la Banque Fédérale Américaine a de nouveau adopté une politique de taux zéro, tout comme la BCE a mis en place une politique d'achat d'actifs d'une ampleur inégalée mais surtout sur des actifs de qualité bien moindre que lors des précédents Quantitative Easing. Ainsi, et contrairement à ce que l'on pouvait anticiper en début d'année, les taux des emprunts d'État ont baissé significativement (-0.4 % sur le Bund 10 ans à -0.58 %, -0.9 % sur l'emprunt d'État italien (BTP) à +0.52 %). Enfin, l'année s'est terminée favorablement avec la fin des incertitudes politiques sur les élections présidentielles américaines et surtout un accord in extremis sur le Brexit.

Des retraits pour un montant de 431 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2020 (442 millions d'euros en 2019).

Au 31 décembre 2020, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 364 millions d'euros dont 584 millions d'euros dans le résultat financier et 780 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (727 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées à une évolution défavorable des marchés ((168) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (780 millions d'euros).

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées**39.1 Relations avec les filiales**

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
ATMEA	137					
CTE (ex-C2S)		126		132		
Framatome		144		451		
EDF Energy		63		137		2
EDF Renewables	2 083					18
EDF Energy UK LTD EUR						
EDF International	10 877					199
EDF Trading		1 230		1 369		5
Edison Nouveau						2
Enedis	931	97		1 810		6
Dalkia France	1 331			137		35
Groupe PEI	643					15
Citelum	59					3
EDF Luminus	80					1
Edvance		58		56		
C77	155					
Comptes courants ⁽²⁾				1 450		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 985		(7)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾			11 436			
Convention d'intégration fiscale				1 216		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF Solito pour 548 millions d'euros et 418 millions d'euros pour PEI

(3) Dont C3 pour 5 225 millions d'euros, EDF Trading 1 577 millions d'euros et EDF Energy pour 1 058 millions d'euros

6 ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,68 % du capital d'EDF au 31 décembre 2020. 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 des combustibles usés).

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 Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle) ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

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 Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Recyclage 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 2019 et 2020 se décompose comme suit :

(en euros)	2020	2019
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	453 660	453 660
Administrateurs ⁽²⁾	439 946 ⁽³⁾	440 000

(1) Le Conseil d'administration réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2020, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2019.

(2) L'Assemblée générale du 7 mai 2020 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration réuni le 13 février 2020, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2020.

(3) Ce montant inclut les rémunérations au titre de leur mandat versées en 2020 à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019, pour un montant total de 50 142 euros.

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2020年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記23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5および注記17.3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2021年3月15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2020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、4つの別の事件についてEDFグループを調査している。1つ目は、エネルギー・サービス市場におけるEDFおよびその一部の子会社の商慣行に関するもので、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、捜査押収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、2021年1月20日付の決定により棄却された。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。3つ目の訴訟手続は、接続容量が36kVa未満の非住宅用顧客向けの電力供給サービスに係るEDFの価格設定方針に関するもので、Plüm Energieが2020年9月14日付で提訴したことを受けて行われた。この訴訟提起と同時に予防措置の申請が行われており、これに関してADLCは2021年初めに決定を下す予定である。4つ目の訴訟手続は、2019年11月4日付のADLCによる職権照会を受けて行われたものである。この手続は、暖房ネットワーク運営の分野における子会社によるパートナーシップ形成に関するものである。

AMFによる調査

2013年7月以降に市場に提供されている財務情報に関してAMFが行っている調査の一環として、2019年4月5日、AMFは、EDFに対して2件の苦情を通知したが、EDFはこれに対して異議を唱えた。2020年7月28日、AMFの懲罰委員会（*Commission des sanctions*）は、「ヒンクリー・ポイントC原子力発電所プロジェクトの商業契約条件に関する合意」と題する、2013年10月21日付プレスリリースにおいて、ヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設に関して虚偽の情報または誤解を生じさせるような情報を流布したとして、EDFに対しては5百万ユーロの制裁金を、またその前会長兼最高経営責任者に対しては50,000ユーロの制裁金を科した。EDFは、この決定に対して異議を申し立てた。

これとは対照的に、懲罰委員会は、2015年9月21日に公表された当グループの財務書類における全部連結の一環としてヒンクリー・ポイントCプロジェクトを遂行するというEDFの決定に関する内部情報を可能な限り速やかに開示する義務に違反していないとして、EDF及びその現会長兼最高経営責任者の両者をこの点において免責した。

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、本件を紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIs）に付託した旨の通知を行ったが、手続の結果を示すものではない。

オランダの消費者・市場庁（ACM）は、（オランダを拠点とするコンバインド・サイクル・ガス火力発電所である）スロー発電所の供給力に関して調査を開始した。2020年11月19日、EDFおよびEDF Trading Limitedは、ACMから苦情の通知を受領したが、手続の結果を示すものではない。

発電所に関する行政許可に対するNGOおよび団体による申立て

当グループの発電所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2020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、2020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方針は、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が採用する会計方針は、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) 事業の定義

欧州連合により2020年4月21日に採択された「企業結合—IFRS第3号の改訂：事業の定義」は、2020年1月1日以後に生じた企業結合に適用され、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。それらは、企業が事業（または業務）ではなく単一の識別可能な資産または類似する識別可能な資産のグループを取得したのか否かについて、取得した総資産の公正価値のほとんどすべてが単一の資産または類似する資産のグループに集中しているか否かに基づいて決定する集中度テストの使用を認めている。

日本の会計原則においては、事業は、企業活動を行うために組織化され、有機的一体として機能する経営資源と定義されているが、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基準は設定されていない。

(b) 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。

(c) 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。

(d) 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、使用权資産（「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、使用权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、使用权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り減少した場合には、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性金融商品の公正価値の事後変動をその他の包括利益に表示するという取消不能の選択を行うことができる。

金融負債（公正価値オプション及び負債であるデリバティブ等を除く）については、償却原価で事後測定するものに分類しなければならない。

またIFRS第9号では、会計上のミスマッチを除去又は大幅に低減するなどの一定の要件を満たす場合、当初認識時に金融資産及び金融負債を純損益を通じて公正価値で測定するものとして取消不能の指定をすることができる（公正価値オプション）。

日本では、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」に従い、金融資産及び金融負債は以下のように測定される。

- ・ 売買目的有価証券は、時価で測定し、時価の変動は純損益に認識される。
- ・ 個別財務諸表においては、子会社株式及び関連会社株式は、取得原価で計上される。
- ・ 満期保有目的の債券は、取得原価又は償却原価で測定される。
- ・ 売買目的有価証券、満期保有目的の債券、子会社株式及び関連会社株式以外の有価証券（「その他有価証券」）は、時価で測定し、時価の変動額は
 - a) 純資産に計上され、売却、減損あるいは回収時に損益計算書に計上されるか、又は

- b) 個々の証券について、時価が原価を上回る場合には純資産に計上し、下回る場合には損益計算書に計上する。
- ・ 時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券については、それぞれ次の方法による。
 - a) 社債その他の債券の貸借対照表価額は、債権の貸借対照表価額に準ずる（即ち、取得原価又は償却原価で測定される）。
 - b) 社債その他の債券以外の有価証券は、取得原価をもって貸借対照表価額とする。
- 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、時価の算定（公正価値測定）について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、評価技法に用いるインプットのレベルに基づき時価を分類することは求められていなかった。

(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を含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、損益計算書に計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計の方法は、原則として、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象（相場変動等による損失の可能性のある資産または負債で、予定取引により発生が見込まれる資産または負債も含まれる）に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べる方法（繰延ヘッジ）による。ただし、現時点ではその他有価証券のみを適用対象として、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益に反映させることにより、その損益とヘッジ手段に係る損益とを同一の会計期間に認識する方法（時価ヘッジ）の適用も認められている。在外営業活動体 に対する純投資に対するヘッジに関しては、IFRSと概ね同様の会計処理を適用することが認められている。

また、ヘッジ全体が有効と判定され、ヘッジ会計の要件が満たされている場合には、ヘッジ手段に生じた損益のうち結果的に非有効となった部分についても、ヘッジ会計の対象として繰延処理を行うことができる（なお、合理的に区分できる非有効部分については当期の純損益に計上することができる）。

金利スワップや為替予約を使用したヘッジ会計については、一定の総合的な処理が認められている。

(d) その他の包括利益を通じて公正価値または償却原価で測定する金融資産の減損

IFRS第9号「金融商品」は予想信用損失（ECL）に基づく減損モデルを規定している。債券ポートフォリオの有価証券については、当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付に基づくアプローチを適用している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、「投資適格」である信用リスクの低い相手先の発行商品から構成されている。この状況において、ECLは決算日後12か月の期間にわたり見積られている。信用リスクの著しい増大を示す閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付けから外れた時である。その場合は、債務不履行リスクの著しい増大の結果、当該商品の残存期間にわたりECLが再評価される可能性がある。

貸付金および債権については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択している。

日本の会計原則では、その他有価証券のうち、時価を把握することが極めて困難と認められる金融商品以外のもの（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ることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本においては、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象について明確に規定した会計基準はない。

(18) 財務活動から生じた負債の変動

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分類および会計処理される。

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券は、当該有価証券が債券である場合は取得原価または償却原価から貸倒見積額を控除した金額で計上され、当該有価証券が債券以外である場合には取得原価で計上される。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は、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 2019年1月1日 至 2019年12月31日)	2020年6月29日関東財務局長に提出
(ロ) 半期報告書 半期報告書およびその添付書類 (自 2020年1月1日 至 2020年6月30日)	2020年9月30日関東財務局長に提出
(ハ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の5第4項ならびに企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第1項および第19条第2項第1号の規定に基づく臨時報告書)	2020年9月30日関東財務局長に提出
(ニ) 訂正発行登録書 2019年6月28日関東財務局長に提出した発行登録書の訂正発行登録書	2020年9月30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 2020

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 2020, 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 prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes et par le code de déontologie de la profession de commissariat aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2020 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.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'

état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

<i>Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5 et 15 de l'annexe aux comptes consolidés</i>

Point clé de l'audit	Réponses apportées

Au 31 décembre 2020, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 44 822 millions d'euros, dont 24 622 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 200 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions, qui s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15 de l'annexe est marqué par une évolution en 2020 de certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation ont ainsi évolué à compter du 31 décembre 2020. 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 1.3.4.5 et 15.1.2). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 33 848 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 32 105 millions d'euros) au 31 décembre 2020, 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 liées à la production nucléaire 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

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les 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 et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- 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 19 693 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 775 millions d'euros en valeur actualisée (note 15.1.1.5).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 15.1.1.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment le décret et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9

décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de 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.

du modèle de dépréciation décrit dans les principes et méthodes comptables de la note 18.1.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 15.1.1.5).

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4 et 10 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Réponses apportées

Au 31 décembre 2020, 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 1.3.4 et 10.8 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 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, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché dans un contexte économique défavorable et de crise sanitaire marqué notamment par des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables ainsi que par une évolution à la baisse des prix long terme des commodités fossiles et de l'électricité sur les principaux marchés d'EDF, sont susceptibles de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels 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 la note 3.2 relative aux activités en cours de cession.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.4.4, et 10.8 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 les 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.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du président. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

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 2020, KPMG S.A. était dans la 16^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 19^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 16 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 17 février 2021

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

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

2020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2020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2020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、2020年1月1日から本報告書日付までの期間について、フランス商法（Code de Commerce）および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）の独立性の要件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

Covid-19パンデミックに関連する世界的な危機に起因して、当期の財務諸表は、特殊な状況の下で作成され監査された。実際に、この危機および衛生緊急状態に関連して取られた例外的な措置は、企業、特にその営業および資金調達に多くの影響を与え、その将来の見通しについてより大きな不確実性をもたらした。移動の制約およびリモート勤務等の措置もまた、企業の内部組織および監査の実施に影響を与えた。

この複雑かつ変化の著しい状況において、私たちの評価の妥当性に関しフランス商法第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1.3.4.2、15および18.1

監査上の主要な検討事項	対応
2020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44,822百万ユーロであり、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24,622百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する20,200百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、規制状況に依存し、注記1.3.4.2および15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する。 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。2020年12月31日現在、原子力費用の資金確保に関する一定の規制が2020年度に変更されたことに関連して、割引率の算定に使用される方法が変更された。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15.1.2および18.1）。専用資産の実現可能価額は、2020年12月31日現在33,848百万ユーロ（正味帳簿価額32,105百万ユーロ）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、原子力発電関連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、長期割引率、および現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、ならびに予測キャッシュ・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、引当金の評価については、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を不確実性として、反映していることが明記される。	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連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技術的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算定方法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、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと業界シナリオとの、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、以下の妥当性も評価した。 ・ 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19,693百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,775百万ユーロである（注記15.1.1.5）。 注記15.1.1.5に記載された経営者が採用したインフレ率および割引率ならびにその算定方法に関して、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2020年7月1日付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入手可能な市場データと照合した。 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、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18.1の会計原則および会計処理方法に記載された減損モデルのIFRS第9号会計基準への準拠性について評価した。 最後に、私たちは、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15.1.1.5）。

のれん、有効期間が確定できない無形資産および有形固定資産の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.4.1、1.3.4.4および10

監査上の主要な検討事項	対応
2020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および有形固定資産は、グループの自己資本の重要金額に相当する。 注記1.3.4.4および10.8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、特にフランス、英国およびイタリアの非規制業務資産の評価を、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、注記10.8.2に記載された通り、不利な経済上および衛生上の危機の状況における持続的な低金利を伴う市場環境、エネルギー効率化政策および再生可能エネルギーの開発に関連したエネルギー需要の低下、ならびにEDFが営業する主要市場における長期化石燃料コモディティおよび電力価格の低下は、一定ののれん、無形資産、有形固定資産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3.2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1.3.4.4および10.8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どうかを評価した。

特定の検証

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の情報について法律および規則により求められる特定の検証も実施した。

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

年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示フォーマット

私たちはまた、欧州単一電子フォーマットで表示される年次および連結財務諸表に関連して法定監査人により実施される手続に関し、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、最高執行責任者の責任の下に作成された、フランスの通貨金融法（code monétaire et financier）第L.451-1-2条Iに言及される年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示が、2018年12月17日付欧州委任規則2019/815に定める単一電子フォーマットに準拠していることも検証した。連結財務諸表との関連性から、私たちの作業は、これらの連結財務諸表のタグ付けが上記委任規則に定めるフォーマットに準拠していることの検証も含む。

実施した作業に基づいて、私たちは、年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される連結財務諸表が、私たちが作業を実施したものとは一致していることを検証する責任を有しない。

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。

2020年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で16年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で19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16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、2021年2月17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 2020

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 Electricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2020 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.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces

mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, 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

<i>Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 3.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels</i>

Point clé de l'audit	Réponses apportées

Au 31 décembre 2020, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 44 822 millions d'euros, dont 24 622 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 200 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions, s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.15.1 et 28 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation ont ainsi évolué à compter du 31 décembre 2020 en lien avec une évolution en 2020 de certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires. 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 33 848 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 30 344 millions d'euros) au 31 décembre 2020, 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

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les 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 concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- 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 19 693 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 775 millions d'euros en valeur actualisée (note 28.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leur modalité de calcul retenue par la Direction et décrite en note 28.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment le décret et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de 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.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe des comptes annuels pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28.5.3).

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 le rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L. 22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 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 entreprises 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.22-10-11 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.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par l'entité dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

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 2020, KPMG S.A. était dans la 16^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 19^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 16 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.

Fait à Paris La Défense, le 17 février 2021

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

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

2020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2020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2020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、2020年1月1日から本報告書日付までの期間について、フランス商法（Code de Commerce）および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）の独立性の要件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

Covid-19パンデミックに関連する世界的な危機に起因して、当期の財務諸表は、特殊な状況の下で作成され監査された。実際に、この危機および衛生緊急状態に関連して取られた例外的な措置は、企業、特にその営業および資金調達に多くの影響を与え、その将来の見通しについてより大きな不確実性をもたらした。移動の制約およびリモート勤務等の措置もまた、企業の内部組織および監査の実施に影響を与えた。

この複雑かつ変化の著しい状況において、私たちの評価の妥当性に関しフランス商法第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
2020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44,822百万ユーロであり、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24,622百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する20,200百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、規制状況に依存し、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する。 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。2020年12月31日現在、原子力費用の資金確保に関する一定の規制が2020年度に変更されたことに関連して、割引率の算定に使用される方法が変更された。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、2020年12月31日現在33,848百万ユーロ（正味帳簿価額30,344百万ユーロ）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、原子力発電関連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、長期割引率、および現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、ならびに予測キャッシュ・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、引当金の評価については、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を不確実性として、反映していることが明記される。	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連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技術的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算定方法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、ならびに予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと業界シナリオとの、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、以下の妥当性も評価した。 ・ 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19,693百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,775百万ユーロである（注記28.5.3）。 注記28.5に記載された経営者が採用したインフレ率および割引率ならびにその算定方法に関して、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2020年7月1日付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入手可能な市場データと照合した。 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、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の会計原則および会計処理方法に記載された減損モデル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、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28.5.3）。

特定の検証

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、私たちはまた、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、フランス商法第L.225-37-4条、第L.22-10-10条および第L.22-10-9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.22-10-9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。これらの手続に基づき、私たちはこの情報の正確性および適正な表示を立証している。

フランス商法第L.22-10-11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则会社が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

年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示フォーマット

私たちはまた、欧州単一電子フォーマットで表示される年次および財務諸表に関連して法定監査人により実施される手続に関しフランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、最高執行責任者の責任の下に作成された、フランスの通貨金融法（code monétaire et financier）第L.451-1-2条Iに言及される年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示が、2018年12月17日付欧州委任規則2019/815に定める単一電子フォーマットに準拠していることも検証した。財務諸表との関連性から、私たちの作業は、これらの財務諸表のタグ付けが上記委任規則に定めるフォーマットに準拠していることの検証も含む。

実施した作業に基づいて、私たちは、年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される財務諸表が、私たちが作業を実施したものと一致していることを検証する責任を有しない。

法定監査人の選任

私たちは、KPMG SA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。

2020年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で16年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で19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16年を経ている。

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、2021年2月17日

法 定 監 査 人

KPMG SA

デロイト・エ・アソシエ

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Laurent

Christophe Patrier