【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】	2023年６月19日
【事業年度】	第2022年度（自　2022年１月１日　至　2022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　リュック・レモン (Luc Rémont, 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　　大 栢 健 太 朗 同　　藤　村　圭　汰
【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、2023年５月15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＝147.66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。原子力安全当局の権限の詳細については、「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。
集合体燃料	核燃料は264本の燃料棒の配列からなる集合体の形をとっており、管と格子で構成される剛構造の形式で固定されている。各燃料棒は、燃料を構成する酸化ウランペレットが蓄積される防水のジルコニウム管により構成されている。この集合体は、原子炉の炉心を形成するために（1,500MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）、原子炉容器と隣り合わせに搭載されている。運転中には、これらの集合体の間を下から上まで通っている一次冷却水が接触によって熱せられ、このエネルギーを蒸気発電機へ運搬する。
ベクレル（Bq）	放射能測定の国際的な法的単位。ベクレル（Bq）は、１壊変毎秒に相当する。かかる単位で表される放射能は非常に小さいため、MBq（メガベクレルまたは百万ベクレル）およびGBq（ギガベクレルまたは十億ベクレル）のようにその倍数が用いられる。
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。「第２ ３（２）②（ｉ）(イ）競争」を参照。

コンバインド・サイクル・ガス	天然ガス火力発電所で電力を生成する最新技術。コンバインド・サイクルは、１つ以上の燃焼タービンと蒸気タービンから構成され、発電量を向上させる。合成ガスは燃焼タービンへと運ばれ、電力と超高温の排出ガス（排出物）を生成する。排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成する。蒸気の一部が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。
燃料サイクル	核燃料サイクルは、フランスおよびフランス国外における産業運転のすべてを包括し、これにより原子炉内でエネルギーを発生させるための燃料供給、ならびにその後の燃料の取出しおよび処理が可能となる。「第２　３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。
廃棄物	１MWh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（生体物質、とりわけ木材や有機廃棄物からのエネルギー）を含む。家庭廃棄物または産業廃棄物の焼却により得られるエネルギーもしばしば含まれる。
濃縮	元素の核分裂性含有量が増量される処理をいう。天然の状態のウランは0.7%のウラン235（核分裂性）および99.3%のウラン238（非核分裂性）で構成される。加圧水型原子炉内での効率的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_2O）、ハイドロフルオロカーボン（HFC）、ペルフルオロカーボン（PFC）、六フッ化硫黄（SF_6）および三フッ化窒素（NF_3）（2013年より）を主な７種類の温室効果ガスとして対象としている。
液化天然ガス（LNG）	－162℃に冷却することで液化し、容積が600分の１に縮小された天然ガス。
人・シーベルト	集団積算線量を表す単位。人・シーベルトは、1,000人が１㎳Sv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。
水素	天然ガスを水素に変換する際には二酸化炭素が発生するため、「グレー」水素の対象となる。この形態の水素は、特に化学工業でアンモニアおよび肥料を製造する際に大量に使用されている。いわゆる「ブルー」水素は、排出された二酸化炭素を回収し、再利用または貯蔵することによって得られる。いわゆる「グリーン」水素は、再生可能エネルギー源から生成される。風力タービンまたはソーラーパネルで発電した電力は、水とともに電気分解される。温室効果ガスは一切排出されない。水素は大量に貯蔵でき、再び電気に変換することができる。
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。
IRSN	フランス放射線防護原子力安全研究所（*Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire*）。IRSNは、原子力リスクおよび放射線リスクの研究および評価に関する公的な専門機関である。
バランス・メカニズム	2003年４月１日にRTEによって作成され、需要と供給に不均衡が生じた際には予備電力が使用可能となるメカニズム。

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。 １MW＝1,000キロワット＝１百万ワット １MWh＝１時間で１MW出力＝１メガワット／時 １GW＝1,000MW＝１十億ワット １TW＝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。人体への放射線被爆量は、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爆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。
スコープ１、スコープ２およびスコープ３	EDFは毎年、GHG（温室効果ガス）プロトコル企業基準の原則に従って算出される当グループのスコープを対象としたGHG（温室効果ガス）報告書（スコープ１、スコープ２およびスコープ３）を作成している。 ・スコープ１は、EDFの資産から生じる直接排出（発電所および熱供給設備からの二酸化炭素（CO_2）、メタン（CH_4）および亜酸化窒素（N_2O）の排出、暖房用の化石燃料の消費、車両および機械設備の燃料消費、水力発電所の貯水池からの一時的な排出、六フッ化硫黄（SF_6）および冷凍剤の一時的な排出等）が対象となる。 ・スコープ２は、当社の配電会社の電力網における損失に関連する間接排出および当社で使用するエネルギーの購入に関連する間接排出（第三次産業用建物およびデータセンターの電力消費、当社で使用する暖房および冷水のネットワークの消費等）が対象となる。 ・スコープ３は、15のカテゴリー（GHGプロトコル）からなり、当社の供給業者から生じるその他の間接排出（商品およびサービスの購入、原子力を含む燃料の上流、リース資産、副産物の下流貨物等）、当社の顧客から生じるその他の間接排出（最終顧客に再販するために購入したガスの上流および燃焼、最終顧客に再販するために購入した電力および暖房等）、または当社の施設において生じるその他の間接排出（固定資産の製造に伴う排出の減価償却、非連結投資による排出、電力の輸送および配電に伴う上流および損失、当社で使用する電力、暖房および冷房の消費量の上流および損失、廃棄物処理、従業員の移動等）が対象となる。
システム・サービス	システム・サービスとは、送電網事業者であるRTEと発電事業者の共同作業によって利用者（消費者または発電事業者）に提供されるサービスをいう。システム・サービスは、電力消費量と発電量との均衡を常時維持するために周波数および電圧を制御することを目的としている。RTEは、発電事業者の初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。
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。

小型モジュラー炉（SMR）	フランス語で*petits réacteurs modulables*と呼ばれる小型モジュラー炉（SMR）とは、原子炉を１基以上持つ、電気出力が300MWe未満の小規模発電所のことである。この小さな出力により、特定のシステムの削減、設計の標準化、ひいては建設現場の期間短縮が可能となり、競争力を高めることができる。
STEP	揚水発電所。揚水発電所は、上部貯水池と下部貯水池の２つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、タービンが回ると下部貯水池から上部貯水池に向かって水が汲み上げられる。
貯蔵	貯蔵とは、施設内に放射性廃棄物の格納容器を安置し、確実に長期管理を行う（すなわち、安全な条件下で長期リスク統制を可能にする）ことである。
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。
欧州グリーン・タクソノミー	2021年６月４日付欧州委員会委任規則（EU）2021/2139は、欧州議会および欧州理事会の規則（EU）2020/852を補足し、どのような条件の下で経済活動が気候変動の緩和または適応に実質的に貢献すると考えられるか、またその経済活動が他の環境目標に著しい害を与えないかどうかを判断するための技術的審査基準について規定する。
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	天然の状態でウランは、３種の主要な同位体（元素の原子が電子および陽子を同数有するため同じ化学的特性を有するが、中性子数は異なる。）を含む混合物である。 ・ウラン238　99.3%　核分裂性同位体に転換可能 ・ウラン235　0.7%　核分裂性 ・ウラン234 ウラン235は唯一の天然核分裂性の同位体であり、エネルギー源として使用できる性質を有する。
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通常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　会社名および登記上の本店

当社の会社名は、「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/EU（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。

2022年12月31日現在、フランス政府により3,460,481,557株（資本金の89.01%およびEDFの議決権の92.49%）、機関投資家および個人投資家により364,680,320株（資本金の9.38%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により61,668,032株（資本金の1.59%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式（*auto contrôle*）として888,511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2019/979号および委任規則（EU）第2019/980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2023年３月21日に第23-0122号（2022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ことができない。

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

⑦　利益の分配

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

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

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

さらに株主総会は控除対象の準備金の項目を明示することにより、処理可能な準備金から控除し分配する金額を決定することができる。しかしながら、配当金は当該事業年度の分配可能利益から優先的に控除される。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、定時株主総会と臨時株主総会に分けられる。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か月以内に定時株主総会を招集しなければならない。臨時株主総会は、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、2023年３月21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：マリー・ギュイモ氏およびミシェル・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2022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、株主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（*formulaire de vote*）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参加証明書は、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、かつすべての者に対して執行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、2022年12月31日現在、EDF株式3,460,481,557株および議決権6,054,442,140個（資本金の89.01%およびEDFの議決権の92.49%）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L.233-7条および第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（フランス商法第L.233-7条および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%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に応じて、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、2023年５月25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 会社の目的（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会社の目的は、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、特にフランス・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
- 上記の会社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
- 上記の会社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、利用または売却
- 会社または事業体の設立、資産の拠出、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、上記の会社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、上記の会社の目的のいずれか、またはそれと同様のもしくはそれに関連する会社の目的、または当社の事業を発展させる性質のあらゆる会社の目的に、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

当社の存在意義（レゾンデートル（*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2,084,757,544.50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4,169,515,089株からなる。

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

③ 株式資本の増減（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（*amorti*）することができる。

株式資本の増減により、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れなければならない。部分的に払い込まれた株式は、その全額が払い込まれるまで記名式（*forme nominative*）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（*en référé*）下された商事裁判所（*Président du Tribunal de commerce*）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（*au nominatif*）または無記名式（*au porteur*）とする。

株式は、フランス商法第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、上記預託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（*au nominatif*）株式の場合、フランス商法第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。株式は振替制度に登録され、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株式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に加えて、当社の株式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、議決権および株式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、フランス商法第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、これが表章する株式資本の割合に比例する、利益および当社の資産（*actif social*）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、また当社の財産の分配（*partage*）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（*regroupement*）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生じた場合、単一の株式または必要数を下回る株式を保有する株主は、個人的に自己の株式を取りまとめ、場合によっては要求された数の株式の買入れまたは売却を決定することによってのみ、かかる権利を行使することができる。

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、最初に行為した共同保有者の請求による裁判所の命令によって代理人が任命される。

(ⅱ)株式に付随する議決権は、定時株主総会においては実質所有者（*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、上記の政令の第６条Ⅱに従い、フランス政府の代表者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（*président-directeur général*）は、各取締役に対し、その任務遂行のために必要なすべての書類および情報を提供するものとする。

(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更新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（*tirage au sort*）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、フランス商法第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は、任期に係る手当は支給されない。

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

従業員代表は、法定労働時間の２分の１に相当する職務遂行手当を与えられる。

(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（*président-directeur général*）の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事に応じて当社株主または社外の者を招き、取締役会会議に出席させることができる（ただし、議決権は有しない。）。

企業委員会または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（*président-directeur général*）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（*directeur général*）に関する法令および規則の規定の適用を受ける。

フランス商法第L.228-40条に従い、取締役会は、会長兼最高経営責任者へまたは、後者との合意により、１名以上の取締役会副会長（*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となる権限を委任することができる。同様の審議により、かかる権限の行使を取締役会へ報告する条件が定められる。

⑪　取締役会の審議（定款第15条）

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

取締役会は当社本店または招集通知に示されたその他の場所において開催される。

フランス商法第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、フランス国務院（*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することができない場合には、取締役２名により）署名される。かかる議事録の写しまたは抄本は、取締役会会長兼最高経営責任者、取締役会副会長（*directeur général délégué*）、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、フランス民法第1835条に定義される会社のレゾンデートルも考慮する。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、戦略委員会および報酬委員会等の専門的な諮問委員会を取締役会内に設置する決定を行うことができる。かかる委員会の権限および構成については取締役会が決定する。各委員会には、少なくとも１名の従業員の取締役が在籍しなければならない。委員会はその任務に関し取締役会に報告を行う。下記、「第５ ３（１）③取締役会の委員会」も合わせて参照。

各委員会の任務とその運営方法は、内部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（*président-directeur général*）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*）の役職を任ぜられるものとする。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フランス商法第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、当社のかかる契約における利益の正当性を証明する。

上記段落の規定は、日常の取引（*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株式資本（適用ある場合には、フランス民法（*Code civil*）第1832条またはフランス商法第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、フランス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。フランス商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送によ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権された者により、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（*président-directeur général*）か、または取締役会会長兼最高経営責任者（*président-directeur général*）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、株主自身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。
作成された株主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準備金により増加した株式資本の額を下回る場合、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。

前事業年度末後、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、株主総会では有価証券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（*date 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、当該切下げ分は現金調整額により補填（*soulte*）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（*Code monétaire et financier*）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、一定の分野で活動する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一定の場合に限り、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%超を直接と間接とを問わず共同または単独で保有する場合には、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*) 139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12）宛に送付するか、または電子メール（iefautorisations@dgtresor.gouv.fr）で送信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.152-3条に記載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。

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ず、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25%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2023年２月３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、バハマ国、タークス・カイコス諸島、バヌアツ共和国、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-20-50-30-14/06/2022第20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25%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25%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

本社債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25%、または（iii）フランス国外で、非協力国（フランス一般租税法第238-0のA条第２項の２の２°に定めるものを除く。）においてなされた支払の場合には75%（一部の例外および適用あ

る二重課税防止条約の規定に服する。）の税率で、フランス一般租税法第119条の２の２に規定する源泉徴収税の対象となることがある。

上記にかかわらず、特定の本社債の発行に関して、かかる本社債の発行の主目的および結果が非協力国における利息その他の所得の支払を許容するものではないことを当社が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に関連ある支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法第125のA条Ⅲに定める75%の源泉徴収税または（該当する利息もしくは所得が真正な取引に関連するものであり、異常なもしくは過大な金額でない範囲に限り）フランス一般租税法第238のA条に規定される控除対象外およびこれに伴うフランス一般租税法第119条の２の２に規定する源泉徴収税のいずれも適用されない（以下「例外規定」という。）。本社債が以下に該当する場合、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（BOI-INT-DG-20-50-30-14/06/2022第150号）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。

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	2022年	2021年	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)
売上高	143,476 (21,186)	84,461 (12,472)	69,031 (10,193)	71,347 (10,535)	71,317 (10,531)	68,546 (10,122)	68,976 (10,185)
減価償却費および償却費控除前営業利益(EBITDA)	△4,986 (△736)	18,005 (2,659)	16,174 (2,388)	16,723 (2,469)	16,708 (2,467)	14,898 (2,200)	15,265 (2,254)
営業利益(EBIT)	△19,363 (△2,859)	5,225 (772)	3,875 (572)	6,757 (998)	6,760 (998)	5,454 (805)	5,282 (780)
連結会社の税引前利益	△22,916 (△3,384)	5,585 (825)	1,293 (191)	6,393 (944)	6,399 (945)	656 (97)	473 (70)
EDFの純利益	△17,940 (△2,649)	5,113 (755)	650 (96)	5,155 (761)	5,155 (761)	1,177 (174)	1,177 (174)

(1)　2019年に公表された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。

(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。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。

(4)　2020年に公表された2019事業年度のデータ。

(5)　2019年度に関して公表された数値（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	2022年	2021年	2020年	2019年(1)	2018年
非流動資産	260,834 (38,515)	255,868 (37,781)	237,232 (35,030)	229,465 (33,883)	210,384 (31,065)
流動資産	127,148 (18,775)	105,029 (15,509)	66,363 (9,799)	70,157 (10,359)	72,785 (10,747)
売却目的保有に分類された資産	150 (22)	69 (10)	2,296 (339)	3,662 (541)	—
資産合計	**388,132 (57,312)**	**360,966 (53,300)**	**305,891 (45,168)**	**303,284 (44,783)**	**283,169 (41,813)**
自己資本（EDF持分）	34,340 (5,071)	50,211 (7,414)	45,633 (6,738)	46,466 (6,861)	44,469 (6,566)
自己資本（非支配持分）	12,272 (1,812)	11,778 (1,739)	9,593 (1,417)	9,324 (1,377)	8,177 (1,207)
非流動負債	203,941 (30,114)	201,838 (29,803)	198,145 (29,258)	192,450 (28,417)	177,708 (26,240)
流動負債	137,542 (20,309)	97,109 (14,339)	52,412 (7,739)	54,001 (7,974)	52,815 (7,799)
売却目的保有に分類された負債	37 (5)	30 (4)	108 (16)	1,043 (154)	—
自己資本および負債合計	**388,132 (57,312)**	**360,966 (53,300)**	**305,891 (45,168)**	**303,284 (44,783)**	**283,169 (41,813)**

(1)　2019年12月31日現在の財務書類は、2019年１月１日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

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	2022年	2021年	2020年(7) (再表示後)	2020年(6) (再表示前)	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)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△7,425 (△1,096)	12,648 (1,868)	12,942 (1,911)	12,863 (1,899)	14,022 (2,070)	14,022 (2,070)	13,364 (1,973)	13,364 (1,973)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△25,085 (△3,704)	△14,577 (△2,152)	△12,967 (△1,915)	△12,888 (△1,903)	△15,650 (△2,311)	△15,650 (△2,311)	△17,165 (△2,535)	△17,165 (△2,535)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	33,943 (5,012)	4,973 (734)	2,591 (383)	2,591 (383)	2,223 (328)	2,223 (328)	3,530 (521)	3,530 (521)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	**1,433 (212)**	**3,044 (449)**	**2,566 (379)**	**2,566 (379)**	**595 (88)**	**595 (88)**	**△271 (△40)**	**△271 (△40)**

(1) 2019年に公表された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年に公表された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。）。

(6) 2021年に公表された2020事業年度のデータ。

(7) 2020年度の公表済数値は、「金融費用支出（純額）」から「金融資産の変動」への組替79百万ユーロを含む。

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	2022年	2021年	2020年	2019年	2018年
借入金およびその他の金融負債	96,053 (14,183)	69,406 (10,248)	65,591 (9,685)	67,380 (9,949)	59,188 (8,740)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△2,024 (△299)	△3,762 (△555)	△1,986 (△293)	△3,387 (△500)	△1,972 (△291)
現金および現金同等物	△10,948 (△1,617)	△9,919 (△1,465)	△6,270 (△926)	△3,934 (△581)	△3,290 (△486)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△18,507 (△2,733)	△12,737 (△1,881)	△15,028 (△2,219)	△18,900 (△2,791)	△20,538 (△3,033)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	△74 (△11)	－	－	－	－
売却目的保有資産の純負債額	－	－	△17 (△3)	△26 (△4)	－
純負債額(1)(2)	**64,500 (9,524)**	**42,988 (6,348)**	**42,290 (6,245)**	**41,133 (6,074)**	**33,388 (4,930)**

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

(2) 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】

	EDFグループに影響を及ぼす構造の変化	フランスにおける開発	海外における開発
1946年	電力およびガス部門の国有化 1946年４月８日付の法律に従ってEPIC（*商工業公益企業体*）としてのEDFの設立	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	
1963年		商業規模の原子力プログラムの開始	
1990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
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）、フランス市場の開設		
2004年	2004年11月20日、EDFはフランスの株式会社となる。		
2005年	市場への無差別なアクセスを保証するためのRTEのIPOおよび分社化		
2009年			British Energyの取得
2011年			EDF Renewables（旧EDF Énergies Nouvelles）の買収
2012年			Edisonの買収
2014年		EDFによるフランスにおけるDalkiaの事業の取得	
2016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
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	Framatomeの資本の75.5%を取得	ソーラー・プランの開始
2018年			台山における最初のEPRの稼働 洋上風力発電量の増加
2019年	フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）：プロジェクトの発表（2019年１月25日）	900MW発電所の最初の４回目の10年点検の成功	台山２号機の稼働

	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		ブラジルにおけるシノプ水力発電所の稼働
2020年	EDFの定款にレゾンデートルを採択	新たなロマンシュ・ガヴェ水力発電所の稼働	
2022年	フランス政府によるEDF株式の簡易公開買付け（OPAS）の申請	フランスのサンナゼールにおける最初の洋上風力発電所の稼働	水素計画の開始

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。

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。

欧州においては、2019年に最終決定された「クリーン・エネルギー・パッケージ」、2020年に策定された「グリーン・ディール」および2021年に欧州委員会によって提案された「フィット・フォー55（Fit for 55）」の気候変動対策パッケージによって、欧州連合が2050年までにカーボン・ニュートラルとなることを可能にする手段の枠組みが提供されている。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。同様に、ウクライナ戦争による世界のエネルギー市場の混乱に対応するために2022年に発表された「REPowerEU」プログラムによっても、エネルギー・システムの回復力確保という課題が追加された。

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、二酸化炭素排出量の削減を優先事項とし、地域に根差した産業ビジョンを活用しながら、可能な限り競争力を高めることを重視している。

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（最低炭素価格、差額決済契約、供給量市場および新規原子力発電所に係る規制資産ベース・モデルの検討からなる。）を構築した。

フランスにおける電力による二酸化炭素の排出量は、12%をわずかに上回るだけに過ぎない（*出典：エコロジー移行省による「気候に関する主要な数値」、2022年版、38ページ*）（国際的な水準では41%（*出典：エコロジー移行省による「気候に関する主要な数値」、2022年版、38ページ*））。フランスの2019年11月８日付エネルギーおよび気候法は、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。

かかる目標の達成のための２つの主要な取組み手段は、以下のとおりである。

・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およびエネルギー消費削減の奨励
・化石燃料から無炭素エネルギー源への移行（特に無炭素電力および再生可能熱の優先利用）

また、無炭素経済への移行においては、家庭の購買力および企業の競争力を維持し、同時にエネルギーの安定供給およびエネルギー主権を確保する必要がある。

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

EDFのレゾンデートルは、「地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くこと」である。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、当社の附属定款にレゾンデートルが追加された。CAP2030の戦略は、EDFのレゾンデートルを反映したものである。

EDFグループは、世界で最も炭素強度の低い方法で電力を発電している。2020年、EDFグループは2030年までのさらなる新たな温室効果ガスの排出削減目標を定めた。これは、パリ協定の目標である２℃を上回るものとして、Science Based Targetsイニシアチブによる認定を受けている。

EDFグループは、直接排出量だけではなく間接排出量についても初めて、目標を設定した。これは、当グループが、当グループ全体の炭素排出量について、2050年までのカーボン・ニュートラル達成に貢献する軌道を採用することを目指すものである。EDFグループは2030年までに、直接排出量（スコープ１）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年から28%削減することを目指す。

EDFにとって、気候変動との闘いは、顧客のエネルギー消費の炭素強度を減らす手段としてのエネルギーの脱炭素化、エネルギー効率化およびエネルギー消費量の削減に基づいている。

当グループの戦略は、CAP2030戦略で説明されている以下の３つの優先事項を中心に構成されている。

CAP2030

フランス、欧州および世界における社会の脱炭素化のための３つの戦略軸は、以下のとおりである。

顧客および地域の カーボン・ニュートラル移行を 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	エネルギー移行における 世界的なキープレーヤー
30百万トン超 二酸化炭素の排出回避(1) 10十億ユーロ サービス売上高(2) 1.5件超 顧客ごとの契約数(3)	50%減 二酸化炭素換算直接排出量 (2017年比) 60GW 再生可能エネルギー純設備容量 (水力発電を含む。) グラン・カレナージュ (*Grand Carénage*) 完了 EPR５基の稼働(4) 新たなEPR複数基 およびSMR１基の稼働	石炭ゼロ ３倍増 事業(5) (2015年比) 1.5－２GW 水力発電の純設備容量(5) １百万個 送電網非接続型キット

範囲：

(1) 暖房ネットワークにおける再生可能エネルギー開発、エネルギー効率化、太陽光発電（発電電力を送電網に供給するEDFの発電所を除く。）、電気モビリティ、住宅用暖房ポンプ等の、EDF SA、Dalkia、Luminus、英国のEDFおよびEdisonが販売する製品／サービスが回避する排出量を算出。

(2) 当グループ。

(3) 欧州の優先４か国である「G4」（フランス、イタリア、英国およびベルギー）の範囲（住宅用）。

(4) フラマンビル３、ヒンクリー・ポイントCおよび台山。

(5) G4（フランス、イタリア、英国およびベルギー）を除く。

顧客および地域のカーボン・ニュートラル移行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、消費および移動等の方法を変えたいとますます望むようになっている。誰もがエネルギー移行に関与することを望んでいる。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。

さらに、EDFは、以下の方法により、顧客によるエネルギー消費の削減を奨励している。

・暖房を19°Cに下げる等、日常的な省エネ行動に関するアドバイスを共有する。

・電力網の需要が少ないオフピークの時間帯に消費をシフトするよう、可能な顧客に対して呼びかける。

・消費の把握に役立つツール（「EDFと私（EDF & Me）」のアプリケーション）を顧客に提供する。

これらのメッセージは、2022年10月に開始された「下げよう、切ろう、遅らせよう」と消費者に呼びかけるEDFの広範な広告キャンペーンにおいて強調された。

また、EDFは、欧州優先国（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。このためのEDFの拠り所となるのが、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ける、一流の顧客関係、幅広いサービス提供およびソリューションである。EDFは、顧客からの信頼を基盤として、顧客ポートフォリオ向けの幅広いカスタマイズ・サービスを開発しながら、2030年までには個人顧客ごとの契約数を1.5件超に増やすことを目指している（*英国、ベルギー、イタリアおよびフランスの市場参加者４か国からなる範囲*）。

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、エネルギー・パフォーマンスおよび電力または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グループは、2030年までに、サービス売上高10十億ユーロ（*当グループ全体*）を目指している。

EDFは、電気モビリティ部門（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）、ヒートポンプによる暖房の脱炭素化等の建物改修、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）においても、自己の地位を強化している。

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電力使用への移行を通じて、消費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：エコロジー移行省による「気候に関する主要な数値」、2022年版、38ページ*）

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。

－建造物

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監視および管理から、（*特にフランスにおけるエネルギー・パフォーマンス契約（EPC）および省エネ証書（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ボイラー(燃料油式であるかガス式であるかを問わない。）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）およびIZI Confortを通じて家庭を直接支援している。最後に、当グループは、子会社Dalkiaを通じ、（再生可能エネルギー源および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（CPE）を積極的に行っている。

－産業

EDFは、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ている。EDFは、企業用顧客のために、研究開発の専門知識を活用してその生産施設（電気ボイラーおよび溶鉱炉等）の更新を支援する。EDFは、（子会社のAgregioを通じて）柔軟なソリューションまたはグリーンサプライを提案する。

・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
・住宅用顧客、事業および地方自治体を支援し、彼らが（自家消費、デジタル消費管理ソリューションを通じて）エネルギー消費においてより大きな役割を果たすようにすること

これらのソリューションは、EDFが2030年までに30百万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（*EDF、Dalkia、Luminus、EDF UKおよびEdisonが販売する製品／サービス（暖房ネットワークにおける再生可能エネルギー開発、エネルギー効率化、太陽光発電（顧客に販売する設備および自家消費。発電電力を送電網に供給するEDFの設備を除く。）、電気モビリティ、住宅用暖房ポンプ）が回避する排出量を算出。この指標は、販売した製品／サービスの排出量と、製品／サービスごとに設定した参照シナリオの排出量との差に相当する。この指標は、外部の慣行と一致させることを目的とした手法変更に伴い、可能な限り、今後数年間で成長すると予想される。）*。

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。再生可能エネルギー技術が、貯蔵から電気自動車、水素エネルギーおよびデジタル開発まで進歩しているスピードを考慮すると、下流部門および上流部門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、フランスの産業構造を可能な限り支援しながら、エネルギー移行を加速する可能性のあ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、公正かつ公平であり、収益性のある場合に限り達成される。EDFグループは、顧客がより賢くエネルギーを利用できるよう支援する。EDFは最も脆弱な顧客に特に注意を払い、エネルギー不安を削減するための取組みを実施している。

カーボン・ニュートラル発電において世界を主導

フランスでEDFが発電する電力の96%は原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーにより脱炭素化されており、EDFは、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。EDFの取組みは、安全性、パフォーマンスおよび競争力を保証する原子力発電所に加えて、再生可能エネルギーの開発を加速することを目的としている。

低炭素電力を確保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、貯蔵および低炭素の火力発電手段、ならびに消費および発電における柔軟性管理ツール等の一連の技術がある。

EDFの戦略は、フランス大統領が2022年２月10日にベルフォールで行った発表に沿ったものである。同氏は、2030年までにフランスの温室効果ガス排出量を1990年比で55%削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するというフランスの抱負において、低炭素電力の役割が高まっていることを確認した。そのため、フランス大統領は次のように発表した。

－フランスにおける原子力エネルギーを推進するための強力な戦略には、以下のものが含まれる。

・新規EPR２原子炉６基の建設プログラムの開始、および今後追加的に建設される可能性のある８基に関する実現可能性調査について、資金の具体的な条件は決定されていないものの、とりわけ数百億ユーロもの巨額の資金を注入すること

・安全上の理由を除き、すべてのフランスの既存の原子炉の運転を継続すること（したがって、この運転期間延長は、原子力安全に関する義務を放棄することなく行われる。）。特にEDFが原子力安全当局と協力して、50年を超える延長の条件を検討する必要があること

・EDFが現在実施しているNUWARD™プロジェクトのための上限500百万ユーロの国家の追加介入を通じて、小型モジュラー炉（SMR）および燃料サイクルを閉じ、廃棄物をより少なくすることができる革新的な原子炉を開発すること

－再生可能エネルギー開発の加速(太陽光、洋上風力および陸上風力ならびに水力)

・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収益性のある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）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超を占めている（*2022年末、連結データで合計116.9GWに対して31.8GW*）。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22.6GWと欧州連合最大の供給業者である（*洋上発電を含む。*）。また、風力発電や太陽光発電を中心とするその他の再生可能エネルギーについても、EDFグループは13.2GWの純設備容量を擁し、世界の主導的地位にある。EDFの目標は、2030年までに、再生可能エネルギー（水力発電を含む。）の純設備容量について、60GWを達成するために、これらの部門の設備容量を急速に拡大することである。これは、2015年の設備容量の２倍超に相当する。

EDFグループは、異なる技術の分散化（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分散化を追求している。EDFは、経済、エネルギーおよび環境に関する業績を統合するために水力発電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供する。

現在、EDFは、再生可能エネルギー容量および柔軟なソリューションの両方において欧州の主導的地位にある。EDFは、貯蔵計画の一環として2035年までに当グループの貯蔵容量を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この目標も、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、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（ライフサイクル分析）による排出量は、二酸化炭素換算で６ｇ／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てことして作用する。したがって、原子力は、2050年までの脱炭素電力構成において不可欠な資産である。

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る。中国、台山においては２基のEPRを稼働している。フィンランドでは、AREVAおよびSiemensのコンソーシアムが建設したオルキルオト３EPR原子炉が、2023年初めに予定されている商業運転に先立ち、2022年９月30日に最高出力に達した。

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。

フランスでは、2022年２月にフランス大統領がベルフォールでフランス国内の原子炉６基の建設計画の開始を発表したことを受け、EDFは原子力業界とともに、この意欲的かつ重要なプログラムの実現に向けた準備を進めている。利害関係者との協議および対話の段階は、公開討議手続に従って行われる（ノルマンディーのパンリー原子力発電所敷地内のEPR２原子炉の最初の一組について、2022年10月27日から2023年２月27日まで）。

EDFは、サイズウェルＣ原子力発電所プロジェクトの開発を継続することで英国政府と合意した（*2022年11月29日付プレスリリース「EDF、英国政府のサイズウェルＣプロジェクト開発への共同出資の決定を歓迎」を参照。*）。英国政府は、約700百万英ポンドの投資を発表し、EDFと並んで50%の株主となる。EDFの最終的な投資決定は、引き続き、特定の重要な中間目標の達成（特にプロジェクト完了に必要な資金調達が可能であること、および当グループの貸借対照表からプロジェクトが非連結化されること）を条件としている。

またEDFは、最終的な閉鎖後の再配置の準備中である。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、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。

エネルギー移行における世界的なキープレーヤー

人口動態、都市化および大気汚染の問題に直面する多くの国が、この動向を逆転させるためのソリューションを模索している。

・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・サービスの分野における専門知識の輸出によって、このエネルギー移行の動きを支援している。

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（水力発電の純設備容量1.5－２GWを含む（*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。*）。）、原子力およびサービスの生産資産に的を絞って開発することで他の国々のエネルギー移行に寄与し、その事業による価値創造を（2015年比で）３倍にすることを目指している。

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（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における地位の強化、ならびに北米における地位の強化を目指している。EDFは、事業における大きな存在感を通じて、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標としている。

・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（*グリーン成長に向けたエネルギー移行法（LTECV）によって導入された国家低酸素戦略（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、かつ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。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つあり、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成すること、およびフランスにおける消費による炭素排出量の削減である。国レベルおよび地方レベルの公的な意思決定者は、SNBCを考慮に入れなければならない。*）国家低炭素戦略に従い、政府が石炭火力発電を中期的には中止することを約束している（*しかしながら、RTEによる最新の予測報告書において、需給バランスを安定させるために、2024年あるいは2026年まで、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おり、低炭素の火力エネルギーに取り組んでいる。

・EDFグループは、エネルギー移行に積極的な投資を行っている。

2022年には、当グループの投資の約94％が、当グループのエネルギー収支ゼロへの軌道に則っていた（2021年は94％）（*2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20.4を参照。*）。

EDFグループは、事業を行うすべての国において、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、暴風雨および洪水等）に対する既存の施設の回復力を高めるためである。さらに、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（平均気温および海面水位等）を織り込んでいる。

当グループの戦略実行のための条件

当グループは、今後数年間にわたり非常に大規模な投資プログラムを継続するため、特に財務構造を回復させなければならない。

現在の環境において当グループが直面する産業リスク、規制リスクおよび市場リスク、または必要な技能を結集する当グループの能力に関するリスクの程度および多様性は、様々な結果をもたらす可能性がある。新たなリスクの発生や既存のリスクの悪化が、当グループの2023年度財務目標（*「第３ ３（３）⑤業績見通し」に記載されている。*）および長期的な戦略目標の達成に大きな影響を与える可能性がある。

エネルギー価格危機に対処するため、2022年に緊急措置（余剰収益に関するEU規制、より広範な国庫補助の可能性、ガス価格上限設定案）が採択された。さらに、2023年１月下旬には、市場ルールに適用される欧州規制の枠組みについての見解を求める欧州委員会の協議が開始された。EDFグループにとっての戦略的課題は、発電および利用に関するすべての脱炭素技術への投資に有利な市場ルールの変更を達成することである。

このような状況において、EDFはすべての利害関係者と協力し、2023年中に新たな戦略、事業および財務に関するロードマップを発表する予定である。

EDFの持分証券に対する簡易公開買付け

EDFの大株主であるフランス政府は、2022年７月19日付プレスリリースで、EDFの上場廃止を目的とした、EDFの持分証券の簡易公開買付けを実施する意向を表明した。政府の情報メモランダム案（*フランス政府が作成した2022年10月４日付の募集書類の草案*）によれば、このプロジェクトは、気候面での緊急性、ならびに地政学的には、フランスのエネルギーの独立および主

権を確保するために、超長期的に発電、送電および配電の手段が計画可能である必要があることを含めて強い決断が求められることを背景として行われるものである。

2022年10月４日、フランス政府は、EDF株式および「OCEANE」転換社債（*新株予約権および株式交換権付社債*）に対する簡易公開買付案を、フランス金融市場監督局（AMF）に提出した。2022年11月22日、AMFは当該簡易公開買付けについて認可決定を行い、2022年11月24日に当該簡易公開買付けが開始された。様々なファンドおよび非営利団体が、当該買付けの認可決定の無効化を求めて訴訟を提起した（*従業員持株会（FCPE Actions EDF）、エネルギー活動協会（Énergie en Actions）および少数株主擁護協会によって提起された訴訟*）（「第６ ３（２）訴訟」を参照。）。

2023年１月25日、AMFは、2023年２月３日に募集を終了することを発表した（*EDFの2023年１月26日付プレスリリース「EDFの持分証券の簡易公開買付けのタイムテーブルの更新」を参照。*）。この決定は、ファンドおよび非営利団体による募集の停止請求の取下げを受けたものである。この取下げは、特に、この請求の是非に関する控訴院の判決前にスクイーズアウト手続を実施しないというフランス政府による誓約によって実施されたものである。

控訴院がAMFの憲法適合性についての判断を支持した場合、募集は10取引日の間再開され、その終了後、政府はスクイーズアウトを実施する予定である。政府は、スクイーズアウトに必要な基準値であるEDFの議決権および資本金の90％（保有するOCEANE債の転換後）を取得したことを発表した（*経済・財政・産業・デジタル主権省および国家出資庁の2023年２月８日付プレスリリース「政府によるEDFに関する簡易公開買付けの成功」*）。

控訴院がAMFの認可決定を取り消しまたは修正した場合、フランス政府は、以前の株主および／またはOCEANE転換社債の保有者の希望に応じて、取得した有価証券を返還することを誓約した。政府がより有利な価格による簡易公開買付修正案を提出することを決定した場合、政府は、有価証券の返還を請求していないが、追加価額の支払いを請求する株主および／またはOCEANE債の保有者に対して、追加価額を支払うことを誓約した。

（ｉ） ５つの計画に裏付けられた戦略的優先事項

当グループの優先事項は、以下の５つの計画と当グループのレゾンデートルおよび事業モデルに沿った戦略的作業プログラム（*戦略的作業プログラムは、３つの戦略的優先事項をそれぞれ具体的に説明するために、執行委員会レベルで主導する約20のプロジェクトに分かれている。*）によって支えられている。

EDFグループは、2017年に開始されたソーラー・プランを通じて、2020年から2035年までに新規に建設された容量のうち30％（*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。

EDFグループは、2018年に開始された貯蔵計画を通じて、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まで拡大することを計画している。EDFグループは、2030年までに送電網非接続型キットを１百万個保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、揚水発電所およびバッテリーを用いて開発される。

EDFグループは、2018年10月に開始された電気モビリティ計画を通じて、当グループの４つの主要な欧州市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における電気自動車用電力の供給において、2023年まで主導的地位を確立することを目標としている。EDFグループは、2023年までに、400,000の充電スタンドを配備すること、および20,000のスマート充電スタンドを運用することを計画している。2022年末現在、280,000超の充電スタンドが配備されている。EDFは、所有する軽商用車について、EV100プログラム（*EV100は、2017年９月のクライメート・ウィークNYCにおいて、ニューヨーク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および2030年までの普及に尽力する主要グループを１つに結集させることを目指している。*）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。

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に必要となる基礎を固めた。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。2022年には、EDFチームおよびフランスの原子力部門の全企業の取組みにより、エクセル計画の30のコミットメントのうち27が、目標を達成したか、またはそれを上回ることができた（*EDFの2022年11月15日付プレスリリース「エクセル計画が年間の成果および基準の持続可能性に関する見通しを発表」を参照。*）（「第２ ３（２）①（ｉ）(イ）エクセル計画」も参照。）。

EDFは、2022年４月に開始された水素計画を通じて、送電網、原子力または再生可能エネルギーから得られる低炭素電力を利用した100％低炭素の水素製造において、欧州で主導的地位を確立することを目指している。EDFの目標は、2030年までに世界で３GWの電解水素プロジェクトを開発し（*2022年４月13日付プレスリリース「EDFグループは、100％低炭素の水素のための新たな産業計画を開始した」を参照。*）、産業および重輸送（合成燃料による海運部門および航空部門を含む。）の脱炭素化に貢献することである。

(ⅱ) 当グループの変革

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、評価モデルならびに安全衛生は、当グループの移行における５つの主要な手段である。

当グループは、魅力およびパフォーマンスという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、チームの責任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、デジタル技術およびコラボレーション・ツールの活用を進めている。

EDFグループは、数年前から、デジタル変革およびイノベーションに注力することを戦略レベルに据え、グループ内の組織および研修の徹底的な見直しを行ってきた。デジタル変革は、従業員およびグループ内の作業方法、ならびに顧客との関係、産業資産の管理および設計、また提供するサービスにも関わるものである。

この経営変革およびデジタル変革のアプローチは、変革に関わる当事者のネットワークを調整するためのグループおよび仕組みを基盤としており、その数は毎年増加している。

具体的には、以下のとおりである。

当グループは、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。

その他のイニシアチブとしては、2019年、従業員が新しいデジタル職へ移行するための研修および支援に特化したデジタル・アカデミーが創設された。同年には、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。

2020年には、利用センターによってデジタル資源および実務の導入が促進された。当社内での協調を強化し、現在のリモートワーク体制を促進するための取組みが続けられている。同年には、当グループは、内部流動化の支援制度を見直し、経営変革を支えるリーダーとしての新たな志を宣言した。

2021年、当グループは健康危機の経験を活かし、作業方法を適応させ、簡素化を実行し、「異なる働き方、異なる管理」（TAMA））と題する労働協約の署名を行う等、変革に新たな弾みをつけた。

2022年、「異なる働き方、異なる管理」協約の展開により、各チームは、さらなるデジタル化を追求し、チームに簡素化および改善のための行動力を与え、従業員が責任をもって効率的に働くための枠組みの構築を継続することを通じて、プロセスの見直しを継続している。

当グループは、電子署名の普及および特定の業務の自動化など、プロセスのデジタル化を継続している（RPA（*ロボティック・プロセス・オートメーション*））。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）、エッジ・コンピューティング、量子コンピュータおよび5G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。

当グループは、2017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。第３次部門（不動産、購入等）のデータのための第２施設が創設された。

2020年、当グループは、この分野における進捗を加速させ、人工知能を責任を持って活用するための方針を構築するため、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）」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。2021年、EDFは、エコロジー移行省が支援する責任あるデジタル化（*Responsible Digital*）認証を初めて取得した。

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。2022年、EDFグループは、同協会の理事としての地位を更新し、エネルギー部門のデータの可用性および共有の強化を促進するための信頼できるエコシステムである「データスペース・エナジー」に加えて、「信頼ラベル」のコンセプトを積極的に支援した。

原子力部門において、2020年から2022年は、「エクセル計画」の展開および進展が見られた年であった（*「第２ ３（２）①（ⅰ）(イ）エクセル計画」を参照。*）。

最後に、急速に変化する環境の中で、当グループは社会的責任を果たす雇用主でなければならず、したがって、安全衛生の面でもベンチマークとなる必要がある。

(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ている。また、当グループはEPRおよび小型モジュラー炉（SMR）の開発を通じて将来の原子力エネルギーに対しても備えている。

431.7TWh 発電	116.9GW 世界の連結設備容量	36GW 再生可能エネルギーの純容量	90% 脱炭素(*)発電

(*) 燃料および発電手段のライフサイクル分析（LCA）を除く、発電に関わる直接的な二酸化炭素排出量。

当グループの発電所が有する重要な優位性

- 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。
- 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９基の稼働中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
- 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
- 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、二酸化炭素を排出せずに（*発電所および燃料のライフサイクル分析を除く、発電に関わる直接的な炭素排出量*）、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

フランス本土におけるEDFの発電所の構成および特性

2022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。*）の総設備容量は86.5GWであり、2022年のEDFの発電所の発電量は、フランス本土において322.7TWh（*揚水発電に係る水力発電量を含む。*）であった。2022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37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」も参照。
- 稼働中の19基の火力発電ユニット（「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*）77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 Group、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Emossonを通じて所有するその他の水力発電所

(ｉ) 原子力発電

(イ) エクセル計画

2020年の春に開始された「エクセル」計画は、フランスの原子力産業が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を目的としている。エクセル計画は、特にグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）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。

2021年11月、EDFグループおよび原子力業界は、５つの主要な重点分野（ガバナンス、技能、製造および組立て、サプライ・チェーンならびに標準化）に分かれた30の公のコミットメントを発表した。2022年末現在、このうち27のコミットメントが達成され、場合によっては目標を上回ることができた（*EDFの2022年11月15日付プレスリリース「エクセル計画が年間の成果および基準の持続可能性に関する見通しを発表」を参照。*）。これらのコミットメントは、現在、現場で日常的に適用されている。残り３つの特に要求度の高いコミットメントは、部分的に達成され、2023年中に完全に達成される予定である。全コミットメントの一覧は、https://www.edf.fr/plan-excellのアドレスから入手可能である。

現在、エクセル計画は、その原則を当社内に永続的に定着させることを目的とする新たな段階に入っている。これは、EDFならびにその新たな原子力プロジェクトおよび既存の発電所の産業環境が、より良いサービスを提供できるようになることを目的としている。

2022年には、以下の５つの主要な軸すべてにおいて成果が見られた。

原子力プロジェクトのガバナンス

原子力プロジェクトのガバナンスは、「大規模プロジェクト管理機関」（LPC）の設立により強化された。これは、プロジェクトとLPCとの比較分析に裏打ちされたプロジェクトの成熟度の状況を継続的に提供することを目的としている。実施される各プロジェクトは、EDFの会長が議長を務める四半期ごとの審査の対象となる。2022年７月の新たな原子力（フランス）プログラムの管理体制の構築は、ジャン・マルタン・フォルツ氏の報告書（*2019年10月にフランスの経済・財務担当大臣およびEDFの会長兼CEOに提出された、フラマンビルEPRの建設に関する報告書*）の勧告に対する最終的な対応である（「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」も参照。）。

技能

技能については、雇用および技能開発のコミットメント（EDEC）が業界全体で実施され、その結果、技能開発の調整に必要なすべてのデータが2022年に利用できるようになった。GIFEN（*GIFEN：フランス原子力産業協会*）が運営するMATCHプログラムが、年に一度調整を行い、原子力産業大学（UMN）の活動に情報を提供する。UMNは、研修プロジェクトに新たな弾みをつけるために2021年４月に設立された。2022年には、長期的に利用可能で適切な資源を確保するために、フランスの地方における研修の取組みを引き続き強化した。ウェブサイト（monavenirdanslenucleaire.fr）では、約2,000の研修コースにアクセスすることができる。

製造および組立て

製造および組立ての分野では、この分野に従事する企業との緊密な連携の下で主要な作業が行われた。これには、卓越性への回帰および「最初から正しい」製造の基礎となる基準の定義も含まれていた。この基準は2022年に導入され、EDFと供給業者とのパートナーシップにさらに重点を置いた契約となった。同時に、EDFによる最適化およびデジタル化されたモニタリングが展開された。EPR２プロジェクトでは、主要な供給業者の技能および能力の向上のための支援に特別な重点が置かれた。この「供給業者育成」ミッションは、航空宇宙産業の経験豊富な運用担当者に委託された。この分野の34社がISO 19443の認証を取得しており、その他50社が認証取得の手続中である。

サプライ・チェーン

EDFと供給業者との関係性の質は、既存の発電所および新規プロジェクトの作業の成功に欠かせないものである。同分野の企業との協議により、供給業者のコンサルティングおよび選定に関する手法を刷新したツールボックスが展開された。これは、供給業者の技術的に質の高い提案を奨励し、その専門性を重視するものである。また、さらなる利害の一致を図り、契約を成功させるために、金銭的なインセンティブを提供しリスク分担を改善させる手法を用いている。毎年実施される調査では、供給業者からのフィードバックをモニターし、当該手法の進捗および関連性を評価することができる。

標準化

品質を確保するためには、標準化および再現性が不可欠であり、それ自体が安全性を確保することにつながる。現在、システムの技術設計には、義務的な実務カタログ（*catalogues d'usage obligatoire*（CADO））が必須となっている。これは、使用する機器の相違を減らし、効率化を図ることを目的としている。標準化のもう１つの利点は、選定された請負業者がより多くのビジネスを獲得できることである。これにより、当該業者が継続的に品質向上のための投資を行うことが可能になる。また、契約に適用される技術文書および供給業者から要求される文書が簡素化および合理化される。試行錯誤を重ねた機器およびシステム（特に重要なシステム）の体系的な再現性も、プロジェクトのリスクを軽減し、プロジェクト管理を向上させる重要な要素である。

溶接計画では、最初から最後まで、品質以外のリスク要因を排除することを目的としている。シェルブールの溶接訓練高等学校（HEFAÏS）は、2022年９月に最初の入学者を迎えた。溶接工の認定、管理および溶接作業の品質向上は、「最初から正しい溶接」の観点から、業界の請負業者と共同で構築された点の１つである。

(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、2022年において、EDFの総発電量（*揚水発電量を含む。*）の86.5%である。

(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の稼働中のPWR発電所は、発電可能電力により３系列に分類される。フランスの原子力発電所は、EDFの所有する18か所の施設で稼働中の56基のユニットからなる（*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*）。2022年12月31日現在、これらの発電所の認可された合計容量は61,370MWである。平均運転年数が約37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。

系列	稼働中のユニット数	合計容量	平均運転年数
900MW	32	29,010MW	40
1,300MW	20	26,370MW	34
N4-1,450MW	4	5,990MW	22
合計	**56**	**61,370MW**	**37**

2022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（*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）原子力事業に関連する課題」を参照。）。*）。

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
ビュジェ2	1979	2021	VD5	クリュアス3	1984	2014	VD4
ビュジェ3	1979	2013	VD4	クリュアス4	1985	2016	VD4
ビュジェ4	1979	2021	VD5	シノンB3	1987	2020	VD4
ビュジェ5	1980	2021	VD5	シノンB4	1988	2020	VD4
ダンピエール1	1980	2021	VD5	パリュエル1	1985	2016	VD4
グラヴリーヌ1	1980	2021	VD5	パリュエル2	1985	2018	VD4
グラヴリーヌ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	2021	VD5	サンタルバン1	1986	2017	VD4
ダンピエール2	1981	2022	VD5	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	2022	VD5	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
グラヴリーヌ3	1981	2022	VD5	ノジャン1	1988	2019	VD4
グラヴリーヌ4	1981	2014	VD4	ベルヴィル1	1988	2021	VD4
ブライエ1	1981	2012	VD4進行中	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進行中
ブライエ4	1983	2015	VD4	カットノン3	1991	2021	VD4
サンローラン1	1983	2015	VD4	ゴルフシュ1	1991	2012	VD3進行中
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
グラヴリーヌ5	1985	2017	VD4	シボー1	2002	2011	VD2進行中
グラヴリーヌ6	1985	2018	VD4	シボー2	2002	2012	VD2進行中

2022年末現在の状況は以下のとおりである。

・900MW系列については、2022年末現在、稼働中の全ユニットが３回目の10年点検を受けた。2019年には、１件目の４回目の10年点検（VD4）がトリカスタン１において成功裏に実施された。その他の４回目の10年点検は、2020年および2021年に実施された。2022年も同プログラムは継続され、４回目の10年点検が、トリカスタン３（完了）、ダンピエール２（完了）、グラヴリーヌ３（完了）およびブライエ１（進行中）において実施された。

・1,300MW系列については、３回目の10年点検（VD3）が15件実施され（2021年のベルヴィル１およびカットノン３を含む。）、そのうち２件の３回目の10年点検は、2022年末現在においても進行中である（パンリー１およびゴルフシュ１）。
・N4系列では、２回目の10年点検（VD2）がショー１およびショー２の２件実施された。シボー１およびシボー２における２回目の10年点検は進行中である。

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。

発電割当契約の原則は、対象ユニットの容量の一部を共同契約者に割り当て、その対価として当該ユニットの間接費用（建設費用、年間営業コスト、廃炉費用、地方税および特定の原子力税等）を割当分と同じ割合で支払うものである。これらの契約者は、当該ユニットで発電された電力のうち割当分と同じ割合を、その耐用年数を通じて、変動燃料費（上流部門および下流部門の燃料費を含む。）にて販売される。

2022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（*Axpo Group*）（17.5%）と共同所有するビュジェ２－３
・Electrabel（*ENGIE Group*）（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

また、EDFは、発電所群に関連する第２のタイプの発電割当契約（合計でおよそ２GW）を締結した。契約期間および間接費用への出資割合は、発電所群内の明確に特定されたユニットに連動したままであるが、変動燃料費で販売される電力の総量は、より幅広い基準となる発電所群の稼働率によって決定され、当該ユニットに係る共同契約者に対する容量の割当分に適用される。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%）

これら２件の取引において、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。

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てこ入れを図るには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび維持管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルのてこ入れに関しては、「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)(ｃ）原子力事業に関連する課題」に述べる。

発電サイクルおよび計画的な供給停止

EDFは、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および整備資材の入手可能性ならびに原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整しなければならない。このため、EDFは、発電所に12か月および18か月の発電サイクルを採用しており、2022年末現在の区分は以下のとおりである。

系列	ユニット数	発電サイクルの期間
900MW	28	約12か月

900MW	4	
1,300MW	20	約18か月
1,450MW(N4)	4	

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（ASR）。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。また、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もある。
・燃料交換および維持管理に特化した、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。これには、先例からのフィードバックが考慮されている。*）が約85日間の部分点検（VP）

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年ごとの定期的な安全性審査に伴う改良作業
・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
・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、流込み式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。

2022年の発電

2022年の原子力発電量は279TWhであって、2021年の発電量から81.7TWhの減少であった。この減少は主に、応力腐食現象の結果、原子力発電所の稼働率が低下したことによるものである。2021年後半における同現象の発見後、この現象を理解し、処置戦略を定め、また修理作業を開始するために、数回の予定外の供給停止および維持管理のための供給停止の延長が必要となった。

2022年の技術実績

2022年、ユニットの供給停止に関して、CSC以外の理由でのユニットの供給停止延長による発電損失は、前年より５TWh減少した。

完了した操業停止のうち、シノンB4（部分点検（VP））、トリカスタン２（再装荷のための簡易閉鎖（SRS））、クリュアス１（SRS）、ノジャン１（VP）、サンローランB1（SRS）、トリカスタン４（VP）、ベルヴィル２（VP）およびトリカスタン１（SRS）は予定どおりまたは予想より短期間であった。特に注目すべきは、トリカスタン４（予定より32.8日前倒し）、ノジャン１（予定より27.4日前倒し）およびシノンB4（予定より12.7日前倒し）におけるパフォーマンスである。

サンローランB1の操業停止は、10年間で最高のパフォーマンスを記録し、ベルヴィル２の部分点検（VP）は、この６年間で最短となった。これら２つの施設のパフォーマンスは、現在原子力発電所全体で展開されているSTART 2025計画の効果を示すものである。この計画は、ユニット操業停止のパフォーマンス向上に重点を置くものであり、長期的に困難な状況にある施設がパフォーマンスを向上させることを可能にする。

暫定的な操業停止期間を大幅に（50日超）超過した原子炉は、ビュジェ５（10年点検（VD））、グラヴリーヌ１（VD）、カットノン２（SRS）、クリュアス４（VP）、ダンピエール１（VD）およびグラヴリーヌ５（VP）であった。したがって、最も長期の操業停止の延長は、ダンピエールおよびグラヴリーヌ等、特に重要な産業プログラムが実施される施設を中心に見られた。

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全体の発電率に基づいている。これは、負荷率（Kp）とも呼ばれ、理論上の最大エネルギー（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ものである。当該比率は、２つの係数を掛け合わせることにより得られる（Kp＝Kd×Ku）。

・稼働率（Kd）は、理論上の最大エネルギー（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。*）の比率である。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。

2022年において、Kp係数は2021年（67%）から減少して52%となった。これは、Kdが2021年（72.9%）から減少して58.1%であったこと、またKuも2021年（92.2%）から減少して89.6%であったことの結果である。

多数の原子炉の補助回路で検出された応力腐食の処理

2021年後半、シボー１原子炉の10年点検において予定されていた制御作業において、当該原子炉の主要一次回路の補助回路の配管の一部において応力腐食が確認された。EDFは直ちに、フランスの原子力発電所を構成する４系列（900MW、1,300MW-P4、1,300MW-P'4およびN4）の検査および専門家による鑑定を実施した。

2022年には、フランス原子力安全当局（ASN）の指示を受けて、112件超の配管サンプルの冶金専門家鑑定、超音波を用いた新たな検査方法の開発、および当該現象の影響を受けた溶接部の修理戦略が実施された。

発電所の原子炉56基のうち、40基が応力腐食現象に対して脆弱でないか、わずかに脆弱であることが確認された。これらは、900MW系列の原子炉32基および1,300MW-P4系列の原子炉８基である。16基の原子炉は、応力腐食現象に対して脆弱または非常に脆弱であると確認された。これらは、1,300MW-P'4系列の原子炉12基およびN4系列の原子炉４基である。

2022年、10基の原子炉で配管の一部が交換された。2023年には、他の６基の原子炉において、影響を受けた可能性のある配管の予防的交換が行われる予定である。

2023年１月１日以降、EDFは、予防的な維持管理計画の一部に、改良型超音波技術を用いた応力腐食検査を組み入れた。

EDFは、1,300MW-P'4原子炉については、系列全体に処置戦略を適応させた。2022年末にASNに提示されたこの戦略は、2023年末までにすべての1,300MW-P'4原子炉の応力腐食問題を解決することを目的としている。これらの原子炉について、EDFは、溶接部が応力腐食現象の影響を受ける可能性のある安全注入系の配管について予防的な全交換を進める予定である。

EDFが開始した検査・評価プログラムの一環として、パンリー１のSIS（安全注入系）システムの特定の溶接部について分析が行われた。この溶接部は、建設時の初期回路組立時に２回の修理が行われていたという特殊性があり、応力腐食現象の影響を受けやすい。冶金学的な専門知識により、応力腐食の欠陥があることが判明した。

2023年３月10日、EDFは、ASNに応力腐食管理戦略の変更を提案し、パンリー１の修理の行われていた溶接部で確認された要素を織り込むため、SISシステムおよびRRAシステムにおける当該溶接部の検査を加速させている（*EDFの2023年３月16日付プレスリリース「複数の原子炉における主要一次回路の補助回路の一部で検出された応力腐食現象に関する説明」を参照。*）。ASNは、この戦略の変更点に留意し、EDFとの技術対話を継続することを発表した。この変更は、2023年、2024年および2025年に予定されている原子炉の維持管理のための操業停止中に、修理の行われていた溶接部の検査を加速させることを目的としている。

SISシステムおよびRRAシステムにおける320か所の溶接部が、原子炉建設時に修理されていることが確認され、そのうち69か所が応力腐食の影響を最も受けやすいと確認されている。今回の戦略見直しにより、これらの優先されるべき溶接部の90%超が2023年末までに検査され、原子炉建設時に修理されていた溶接部148か所が2023年までに検査される。

応力腐食現象に関するリスクについては、「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ａ－事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守」に記載されている。

(ｂ) 環境、原子力の安全性および放射線防護

環境、原子力の安全性および放射線防護に関連するリスクについては、「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ｃ－運転中の原子力安全違反による原子力民事責任」に記載されている。

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、「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。

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、欧州の連携等）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う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による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現されている、継続的な改善への取組みを組み入れ、促進する。
- 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

フランス環境法第L.125-10条以下には、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象を申告し、かかる申告を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および外的な数多くの制御を受ける。現在、EDFは、４年に一度、各原子力ユニット（すなわち、*原子力発電所*）に対して、WANO（*世界原子力事業者協会*）のピア・レビューと合わせて、総合的な優秀度評価を実施している。これは３週間にわたって実施され、約40人の調査官が関与する。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。関連する年次報告書は公開される。

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。2022年における件数は、原子力発電所全体で15回となった。

・フランスでは、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。2022年にはEDFのすべての原子力施設において34件の国家点検を含む513件の点検が実施された（2021年は、26件の国家点検を含む515件）。

－原子力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「保護利益」（公衆の安全、健康および衛生の保護、ならびに自然および環境の保全）に及ぼしうるリスクおよび不利益の評価を更新するための定期的な（10年）再検査プロセス。このために、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）が考慮される。

10年点検が終了すると、事業者は、ASNに対して定期点検の結果を含む報告書を送付する。この報告書において、事業者は、施設の規制遵守に関する見解、および特定された齟齬を修正するため、または施設の安全性を向上させるために行った修正について記載する。ASNは、報告書の分析結果を原子力安全担当大臣に提出し、事業者に対する追加的な義務を定めることができる（*ASNに関する規制上の通知については、「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。*）。定期点検は、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関する重要な課題」を参照。）。

・国際レベルでは、定期的に検査が実施されている。かかる評価により、世界中で蓄積された経験をプール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。2022年には、１件のOSARTが実施された（トリカスタン）。

－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。2022年には、５件のフォローアップのミッション（*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*）（ダンピエール、ゴルフシュ、ノジャン、パンリーおよびサンローラン）、ならびに３件のピア・レビュー（ベルヴィル、ビュジェおよびシボー）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。2022年には、13回の全国レベルの実習が開催された（ESKOM（南アフリカ）における実習１件を含む。）。

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ェ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。

ASNが定める基準により特に重要とされる齟齬は「特定事象」と呼ばれる。原子力事業者による重要事象の検知は、事象および事故の防止に重要な役割を果たす。規則では、フランス環境法第L.593-1条において言及される利益を保護するために、すべての原子力事業者がASNに重要事象を申告することが義務付けられている。各事象は、それが重要であるかどうかを判断するために発電所のチームによって分析され、独立した安全性審査部門もまた独立した評価を提供する。

安全性に関わるこれらの事象は「SSE」と呼ばれている。この申告プロセスは、原子力の安全性、放射線防護および透明性を向上させるための継続的な取組みの一環である。その目的は、特にこれらの事象の分析を可能にし、事象または事象のリスクの事後評価を容易にし、予防の分野における事業所または活動部門の慣行を改善することにある。

原子力事業者および核物質輸送者は、遅くとも48営業時間以内に、INES尺度（*国際原子力事象評価尺度*）（７を最も深刻な事象とする、１から７で分類される尺度）を用いた分類案とともに、すべての重要事象をASNに申告しなければならない。原子力の安全上重大でない事象は「レベル０」と申告される。ASNは、事象の分類について最終的な権限を有する。INES尺度を使用することで、ASNは、伝達すべき十分な重要性を持つ事象を選択することができる。

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、INES尺度レベル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。2022年、EDFは、フランスにおいて、2021年に申告された752件から改善し、683件の重大安全性事象（SSE）を申告した。INES尺度レベル２のSSEはなく（2021年も同様）、INES尺度レベル１のSSEは79件（2021年も同様）が申告された。

さらに、当グループの原子力安全方針は、EDFおよびそのサービス提供業者の従業員が受講を義務付けられている訓練コースの不可欠な部分となっている。各従業員は、初期訓練を数か月間（重要な職務（安全管理技術者、操作員等）については最大24か月間）受講した後、事業ラインおよび事業分野に応じて、年に１回、２年に１回および３年に１回の必須の再訓練コースを受講することが義務付けられている。

2022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（*例えば、2020年の報告は、https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/notes%20d%27information/rapport-2020-fr-v08b-web.pdfで入手可能である。*）。

放射線防護

様々な関係者が結集することが、放射線防護および維持すべき線量レベルの改善（例えば、従業員の研修および演習、施設のクリーンさ、トレーナーのための資料の改善、鉛製スクリーンの最適な設置、監督の強化等）の原動力となっている。

この結果、過去10年間、平均労働時間が35%増加したにもかかわらず、現在の年間の平均集団線量は原子炉１基当たり0.70人・シーベルトであり、前の10年間と比較して２%減少している。2022年、平均集団線量は、原子炉１基当たり0.71人・シーベルトである。個人の平均線量（EDFおよび産業パートナーの従業員）は１mSv未満（0.96mSv）を維持した。これは、12か月の周期で体全体で20mSvという規制限度を大幅に下回るものである。

EDFは、集団線量レベルを管理するために、ALARA（「合理的に達成可能な限り低い」）方針を積極的に推進し、設備の改善に向けた複数年プログラムによって放射線被ばくを低減し続けている。2022年、EDFまたはその産業パートナーの従業員のうち14mSvを超える個人線量に晒された者はいなかった。

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） 原子力事業に関連する課題

Ａ　核燃料サイクルおよび関連する問題

核燃料サイクルに関連するリスクについては、「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ｄ－燃料サイクルの管理」に記載されている。

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

EDFは、３段階に分かれたサイクルの中で、すべての作業を調整している。

- 上流部門：EDFによるウラン鉱からの濃縮物の購入からなる。フッ素化（または転換）、濃縮および燃料集合体の製造等、より精巧な製品を作るための加工は、このサイクルの産業事業者に、複数年のサービス契約に基づいて委託される。
- 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。EDFがこの作業を実施する。
- 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からなる。

EDFはほとんどの場合において所有者であり、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、サイクルのこの段階における重要な供給業者である。

天然ウランの供給

EDFに対するウラン供給は、供給業者および資源の多様化政策を採用している最長20年間の長期契約により保証されている。供給契約の指数化方程式には、固定価格（基準価格（インフレ調整が行われる場合がある。））および変動価格（市場価格指数に従って指数化される。）が含まれている。当該方程式は、通常、最低価格および最高価格により制限されるため、供給コストに対する市場価格の変動による影響は軽減される。必要に応じて、当グループは為替ヘッジ戦略を実施する。

EDFは、採鉱における成功事例が確実に実施されるよう取り組んでいる。2011年以降、EDFはWNA（*世界原子力協会*）と協力して生み出した方法に基づいた鉱山の監査（２年から３年）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および米国のConverdyn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（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。燃料集合体の初装荷は、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。

この部門の回復にとって重要な中間目標（特に、2021年度下半期のTENEX残留物ガラス固化プラントの稼働および最初の燃料集合体を製造するための濃縮原料の搬入）の達成は、産業回復に向けたすべての産業上、規制上および経済上の条件が現在満たされていることを裏付けるものである。

1,300MWe系列の40年超の運転は、再濃縮ウラン燃料の1,300MWe原子炉への装荷を可能にする産業変化を伴うため、再処理されたウランが長期にわたってリサイクルされることが保証される。

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（外部供給元はWestinghouse）である。

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

下流部門の燃料サイクルに関連するリスクについては、「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ｂ－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」および「５Ｄ－燃料サイクルの管理」に記載されている。

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う。

ANDRAは、フランス環境法第L.542-12条に従い、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。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

この点に関して、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MO_X燃料の形態のプルトニウムおよび再処理されたウラン等の物質をリサイクルする戦略を現在行っている（上記の、サイクルにおける「上流部門」の項を参照。）。

毎年約1,100トンの使用済燃料が処理されている。取扱量は、MO_X燃料を積載することのできる原子炉におけるリサイクル可能なプルトニウムの量によって決定される。

EDFおよびOrano：慎重に管理されたパートナーシップ

EDFとOranoとの関係は、使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関するものである。両社は、以下の一連の契約を締結している。

・2008年12月：2008年から2040年の期間を対象とした枠組み合意

・2016年２月：2016年から2023年の期間を対象とした実施契約および関連するMO_X集合体の供給契約

ラアーグにおけるEDFのプール・プロジェクト

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、APECの貯蔵プール（*クレイ・マルヴィル発電所（原子力発電所）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（Gen Ⅳ）原子炉におけるリサイクリングを待って貯蔵されている、PWRおよびスーパーフェニックス高速中性子炉の燃料集合体からの使用済MO_X燃料およびERU燃料の長期貯蔵（約100年）が可能になる。

追加の貯蔵容量の必要性および水中貯蔵ソリューションの妥当性は、CNDP（*Commission Nationale du Débat Public*、*すなわちフランス公開討議委員会*）によって開催された公開討議会（2019年４月17日から2019年９月25日まで）の結論で確認された。エコロジー移行省およびASNは、2020年２月21日に結論を発表し、特に「集中型の水中貯蔵施設を追加設置するための継続的作業」に言及した。この公開討議および2019年７月23日にASNが安全オプション書類に対して出した肯定的意見を受けて、EDFは現在、プロジェクトを推進するために必要な基盤を得ている。

EDFは、2021年11月18日から2022年７月８日までの間、Oranoの敷地にあるラアーグにおける同プールの設置計画に関する予備協議を行った。

主要な協議段階

・2021年初め：EDFが、フランス公開討議委員会（*Commission nationale du débat public*（CNDP））に公開討議を打診

・2021年３月３日：CNDPが、このプロジェクトを予備協議の対象とすることを決定

・2021年11月22日：当該協議の開始

・2022年２月３日：EDFからの提案を受けて、CNDPが、当該協議を中断（ウェブサイト（debatpublic.fr）を参照。）。この目的は、ラ・マンシュ地方および協議自体で提起された問題をより良くカバーするために、協議手続を改善することであった。この決定は、当該手続の設定に十分な時間を確保することを意図したものであり、このプロジェクトに関して地域住民、選出役員および非営利団体との間での開かれた対話を改善することを目的としたEDFの方針に沿ったものである。

・2022年６月20日から2022年７月８日：協議手続の再開

・2022年８月８日：市民参加について「真正、多様かつ生産的」とする保証人による審査の発表

・2022年10月７日：「予備協議から得られた教訓およびEDFが取るべき次のステップ」の発表

・現段階では、EDFはこのプロジェクトを推進する意向を表明しており、2025年に行われる公開調査に向けて、2023年末までに設備設置許可申請書を提出する準備を進めている。今回の協議では、燃料サイクルをめぐる問題について、利害関係者から多くの質問が寄せられた。EDFは、CNDPが任命した保証人の下、体系的な議論および対話制度を導入する等、表明された懸念を最大限考慮する予定である。同時に、EDFは、当該プロジェクトを地域に根付かせる方法を改善するためのいくつかの実用的な施策の検討を既に開始している。

1.25十億ユーロ（2020年）と見積もられる同施設の建設費用は、グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）計画の財務軌道に含まれている。

さらに、使用済燃料の貯蔵容量に関する課題により短い期間で対応するため、OranoはEDFの要請を受けて、ラアーグの既存プールの高密度化を可能にする技術を開発している。このプロジェクトに関する安全オプション書類はIRSN（*IRSN：Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire（フランス放射線防護原子力安全研究所）*）による専門家評価を受けた。IRSNは、2021年５月28日付の意見書において、選択された安全オプションは適切であると判断した。

さらなる追加措置として、Oranoは、使用済燃料の乾式一時貯蔵の可能性を検討している。乾式貯蔵および高密度化のシナリオのための専用の引当金が設定されている。

調整後の最終放射性廃棄物の貯蔵

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。

高レベル廃棄物および中レベル廃棄物（ILW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW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。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、この方法で貯蔵されているHLWの体積は、全部で約9,300㎥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が発生する。）。

ILW-LL廃棄物には、以下のものが含まれる。

・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）。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。

・特定の操業、維持管理および解体作業から発生した廃棄物

ILW-LLの総体積は、約37,000㎥となる。これには、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、天然ウラン黒鉛ガス（UNGG）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が含まれる。

当該廃棄物は、HLWと比較して熱を発生させないことから、迅速な貯蔵に適している。

・地層処分産業センター・プロジェクト（*Centre industriel de stockage géologique*（Cigéo））

概要

Cigéoプロジェクトは、フランスにおけるすべての（廃炉になるまでの）原子力施設から生じるILW-LLおよびHLWの放射性廃棄物（原子力発電所で使用される使用済燃料の処理から生じる廃棄物を含む。）のためのフランスの深地層貯蔵施設計画である。当該プロジェクトは、フランス放射性廃棄物管理庁（*Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs*（ANDRA））が主導している。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。

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（改訂済み）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。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。

使用済燃料処理から生じるHLWおよびILW-LLの廃棄物は、深地層に貯蔵されるまでの間、ラアーグに所在するOranoの敷地において、専用の設備に貯蔵されている。

主要な段階

ANDRAの参照スケジュールでは、まずパイロット操業フェーズを目指している。初回廃棄物搬入は、2035年から2040年までの間に開始される予定である。

2018年１月11日、ASNは、安全性オプション書類の段階としては、Cigéoプロジェクトが全体として技術的に十分な成熟度に達したと判断した。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詳細設計審査が行われた。2020年末、当該専門家グループは、ANDRAが示した書類に対してほぼ肯定的な意見を提出した。当該審査は、施設設立の認可申請書類を最終化するために、一定の提言を行った。具体的には、EDFおよびOranoが、提出予定の申請書類の準備への関与を強化するよう求めた。

公益申告に関する公開調査は2021年９月15日から2021年10月23日まで行われ、2021年12月20日に公表された調査委員の肯定的な意見（プロジェクト所有者に向けられた５つの勧告を含む。）で締めくくられた。委員会の調査結果では、公開調査には「一般市民から多数の投稿があり、そのほとんどが幅広い賛成意見」であり、Cigéoが「適時、適切かつ強固」なものであったことが指摘された。

公開調査に先立ち、フランスの投資事務総局（*Secrétariat général pour l'investissement*（SGPI））によるCigéoの社会的・経済的評価に関する２度目の専門家評価は、「プロジェクト全体およびその輸送要素の両方に関する」肯定的な意見で締めくくられた。また、当該専門家評価では、「Cigéoプロジェクトは、環境リスクおよび健康リスクに際して、健全性および保険性の高い価値を提供する」という事実が強調された。

2021年１月13日付の意見書において、フランス環境当局は、環境評価の教育的性質を強調した。同局は、一連の勧告を行い、ANDRAはこの勧告を考慮して公開調査書類を作成した。

同時に、2021年５月から７月の間にANDRAによって計画されたパイロット・フェーズを議題とする「市民会議」が「市民の意見」を発表した。ガバナンスの問題およびパイロット・フェーズについて、５月から９月にかけて２回のオンライン公開協議が行われた。

2022年７月７日付フランス命令第2022-993号は、Cigéoが公益性を有し、ペイ・バロワ（ムーズ）地区土地利用基本計画、オート・ソ（ムーズ）地方自治体間都市計画文書、およびゴンドルクール・ル・シャトー（ムーズ）地方都市計画文書に適合するとした。2022年７月７日付フランス命令第2022-992号は、Cigéoプロジェクトをフランス都市計画法（*Code de l'urbanisme*）第R.102-3条に規定する公益上の主要インフラ・プロジェクトの１つとして挙げている。

プロジェクトの建設許可を求める書類は、2022年12月16日に電子的に、2023年１月17日に正式なハードコピー版で提出された。

瀝青質の廃棄物の処理に関する特別なケース

安全オプション書類の審査において、ASNは、瀝青廃棄物について、現状のCigéoにおける貯蔵以外のソリューションを検討するよう要請した。2018年９月、DGECにより、現在の瀝青廃棄物の管理方法に関する報告書作成のために、専門家グループが任命された。2019年９月、理論的には代替の処理オプション（貯蔵または中和）が実行可能であると結論付けたが、同時に最も適切なオプションを特定するための研究継続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進行中である。

Cigéoに係る課税

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た。特に、長寿命中レベル廃棄物および長寿命高レベル廃棄物の貯蔵に係る税の計算方法について、乗算係数の最小・最大括弧（５から50）を削除する変更を規定している。これらの立法規定について、国務院の命令による定義はされていない。

・ICEDA

ビュジェに所在する活性化廃棄物処理中間貯蔵施設（*Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés*（ICEDA））は、発電所の運転（燃料の処理を除く。）および廃炉から出るILW-LLの処理および中間貯蔵専用の施設である。当該施設は、2020年に稼働した。

ICEDAでC1PG^{SP}パッケージに入った長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）の調整を承認および監督するASNの決定が、2021年７月19日に受領された。2021年９月21日、ショーAからの放射化廃棄物を含む最初のC1PG^{SP}パッケージが密封された。2022年後半に、主にショーAからの３回目の廃棄物処理業務が完了した。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（原子炉の炉心および燃料集合体を構成していた黒鉛ブロック）は、旧NUGG原子炉の解体により生じる。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、PNGMDR計画（*Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs（放射性廃棄物管理国家計画）*）の下で作業が進行中である。

ASNが2020年８月６日に発行した意見書第2020-AV-0357号および第５回PNGMDR（*2022年12月10日付フランス共和国官報に掲載のフランス命令第2022-1547号および施行令の発表*）は、ANDRAに対して、ヴォンドゥーヴル＝スーレヌでのLLW-LL貯蔵のために採用した安全オプションおよび技術オプションを提示する書類の目標作成時期を2023年と設定している。

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（オーブ貯蔵センター（CSA））において、最初に廃炉された原子炉（シノンA2）からの黒鉛の一部を貯蔵することが検討される可能性がある。

現在、2044年頃に搬出されるシノンA2の原子炉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。しかしながら、かかる黒鉛のためのシノンでの中間貯蔵施設の建設に固有のリスクは、シノンA2からの黒鉛をLLW-LL貯蔵施設に直接貯蔵するというシナリオに伴うリスクと同様に考慮されている。

その他の原子炉については、黒鉛をLLW-LL貯蔵施設に直接貯蔵するという計画が想定されている。

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

短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（LILW-SL）ならびに超低レベル廃棄物（VLLW）は、以下から生じる。

・原子力施設の稼働（グローブ、フィルター、樹脂等）

・原子力施設の廃炉（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）

これは、オーブ県においてANDRAが運営するスーレヌ貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センターの地上部分において貯蔵される。体積を最小限に抑えるため、一部の廃棄物は、Cyclife France（EDFの子会社であるCyclife SAS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。

PNGMDRの公開討議を経て、エコロジー移行省およびASN（PNGMDRの契約当局）の共同裁定に基づき、フランスでの廃炉に伴う金属VLLWの再利用を認める法律が2022年２月14日に公表された。この想定される法改正により、これらの金属の再利用を目的とした施設であるテクノセンター・プロジェクトの開発を進めることが認められた。テクノセンター・プロジェクトの目的およびスケジュールを定めたロードマップの発行は、2023年初めに予定されている。

テクノセンター・プロジェクトの目的は、特に原子力施設の廃炉に伴うVLLW金属を処理し、再利用するための切断・溶融施設を建設することである。EDFは、Oranoと共同でこのプロジェクトを実施している。フェッセンハイムの敷地内に建設予定の同施設を、2031年までに稼働させることを目標としている。EDFは、2023年にこのプロジェクトに関する公開討議を開始することを目標としている。

Cyclifeの設立および開発

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、以下のとおりである。

・最近取得された資産のグループ化

・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の確立

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、軽水型原子炉の廃炉および廃棄物処理施設の設計（Cyclife Engineering）、ならびに黒鉛型原子炉の廃炉（Graphitech）のためのソリューション開発を担っている。

2020年、Cyclife SAS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。2021年12月22日、Cyclife SASは、英国のエンジニアリング会社であるAquilaを買収する契約を締結した。この新たな買収は、英国におけるCyclifeの原子力エンジニアリング部門での地位を強化することを目的としている。

Cyclife Germanyは、廃棄物処理に関するCyclifeの位置付けを強化し、廃炉分野での展開を促進するため、欧州最大の市場の１つにおいて直接の存在感を示すことを目的に、2021年12月に設立された。

2022年２月、EDFは、廃棄物管理分野に従事する新子会社を設立した。Cyclife SASおよびAsteralisがそれぞれ50%の持分を保有する当該子会社Waste2Glassの目的は、Veoliaの保有するGeoMeltおよびMVSプロセスに基づくガラス固化による、新しい廃棄物管理プロセスを開発することである。

2022年３月31日、Cyclife SASは、デジタル・ツール開発を専門とするフランス企業であるQuadricaを買収し、事業拡大を推進した。

Cyclifeグループは、2022年末までに、廃炉および廃棄物管理の分野における子会社11社により構成されるようになった。

イノベーション

またEDFは、放射性廃棄物の管理および廃炉というテーマについて、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、以下の目的のために、７つの欧州連合プロジェクトに参加している。

・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ること

・専門知識を深めること

・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こと

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（*2022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関する重要な課題

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。

・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
・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
・経年劣化または老朽化した設備に関する予防策の実施

さらに、2022年11月４日、EDFおよびGEは、EDFがGE Steam Powerの原子力事業を取得する最終的な契約を締結した（*EDFの2022年11月４日付プレスリリース「GEおよびEDF、EDFによるGE Steam Powerの原子力事業の取得に関する拘束力ある契約を締結」を参照。*）。今回の買収案では、GE Steam Powerのアラベル・タービンを含む新たな原子力発電所向けの従来型アイランド設備、ならびに（南北アメリカを除く）既存の原子力発電所向けの維持管理および更新が対象となる。

発電所の40年を超える継続した稼働

フランス環境法（*Code de l'environnement*）の規定は、耐用年数の上限を定めていない。しかしながら、同法は、適用規則を考慮して10年ごとに施設の状態を評価し、保護対象の利益に関する施設のリスクおよび欠点の評価を更新することを義務づけている。これを達成するために、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安全規則（「安全ハンドブック」）が考慮される。

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た。原子炉容器等の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ソリューションが研究されている。

現在の原子力発電所の耐用年数延長は、原子力安全性という絶対的な最優先事項を尊重しつつ、その産業基盤をより良く利用することを可能にするものでなければならない。

2022年２月10日、フランス大統領はベルフォールに所在するGeneral ElectricのSteam Powerの敷地内で演説し、「延長可能なすべての原子炉の耐用年数を延長したい」旨および「安全上の理由を除き（中略）稼働中の原子炉を将来的に閉鎖することはない」旨を表明した。その際、大統領は、EDFに「50年を超えて原子力発電所の耐用年数を延長するために必要な条件を調査する」よう要請したとも述べており、50年の耐用年数を超えてすべての原子炉の稼働を継続する道が開かれた。

900MW系列

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。

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。

４回目の10年点検（VD4）における作業の第１段階における変更の展開は、最初の４回目の10年点検の教訓を活かし、予定どおり継続されている（2022年末現在、900MW系列の４回目の10年点検10件が完了している。）。2023年のトリカスタン１の部分検査において、最初の系列のユニットについて作業の第２段階における最初の変更が開始されている。これらの４回目の10年点検の結果は満足できるものであり、このプロジェクトの成功に必要な産業構造を巻き込むだけでなく、事業を産業化するための強い能力を示している。

1,300MW系列

2021年、1,300MW系列の第４回定期点検における包括的フェーズを検討するプロセスが、ASNと開始された。系列最初のユニット（TTS）は、2026年にパリュエルにおいて計画されている。

2021年７月28日、取締役会は、連結財務書類において1,300MWのPWR発電所の償却期間を40年から50年に延長することを承認した。この会計上の見積りは、継続的な稼働が認可されることを前提としていない。かかる認可は、法律で義務付けられるとおり、各10年点検後に、安全当局からユニットごとに付与される。

1,450MW系列

1,450MW系列の30年点検がASNによって開始され、TTSは2029年に計画されている。1,450MW系列の会計上の期間は、今のところ40年に留まっている。しかしながら、これの系列の償却期間のさらなる延長は、引き続き当グループの産業上の目標となっている。

フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム：グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）

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40年の耐用年数を超えて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、以下の事項を遵守した上で、徐々に実施されている。

・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（PPE）
・ASNの見解および命令
・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

2022年３月31日、EDFの取締役会は、ASNと進めている審査（特に900MW系列の４回目の10年点検および1,300MW系列の点検、ならびに900MW系列の５回目の10年点検のための研究段階の開始）からのフィードバックを取り入れた2022年から2028年の新たなロードマップにより、グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）プログラムを継続する原則を承認した。

プログラムの費用

2022年末現在で、2014年以降に36.2十億ユーロが投資されており、そのうち2022年における投資額は4.5十億ユーロである。

グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）の第２段階の開始にあたり、2022年から2028年の投資額は、現在のユーロ価値で33十億ユーロ（2021年のユーロ価値では31.2十億ユーロ）と評価された。

また、応力腐食に関連する作業では、2022年から2024年にかけて、現在のユーロ価値で0.8十億ユーロ（2021年のユーロ価値では0.7十億ユーロ）の投資支出が見込まれている。

2022年末現在における中間目標の報告

・主要な変圧器のポールの予防交換のプログラムが継続された。174個のうち159個の主要な変圧器のポールが修復された。
・900MW系列の32基のユニットのうち、28基において蒸気発生器が交換された。
・「最終バックアップ用」のディーゼル発電機56基すべてが稼働開始した。

産業上の取組みは、2028年以降も継続して行われる予定である。資本支出は当該日以降も高水準で推移する見込みである。

C　原子力発電所の廃炉に関連する課題

EDFは、運営者として、発電所ならびにEDFが運営する他の原子力施設（*BCOT（Base chaude opérationnelle du Tricastin）*、*サンローランのサイロおよびICEDA*等）の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面での全責任を負っている。このため、EDFは、原子力発電資源のライフサイクル全体を確実に統制している。

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）廃炉後に事業者に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、また有効な法律規定に従って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、廃炉準備作業の計画を記載した最終的な閉鎖宣言
・最終的な閉鎖宣言から２年以内に提出され、当局による審査および公式の調査の結果、施設の廃炉を命じる命令が発出される廃炉要請
・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

現在、４種類の異なる技術を用いる11基の原子炉が、永久的に閉鎖となっている。

・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の２基）
・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）
・天然ウラン黒鉛ガス原子炉（NUGG）６基（ビュジェ、サンローランおよびシノン）

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。

最終的に閉鎖されたEDFの従来型の第１世代原子炉９基の廃炉は、約１百万トンの一次廃棄物（うち80%が標準廃棄物であり、高レベル廃棄物は存在しない。）を発生させる。残りの20%は、ILWまたはVLLWである。当該廃棄物の２%は長寿命であるため、ILW-LLおよびLLW-LLの貯蔵施設の利用を必要とする。

閉鎖され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、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（ICEDA）によって補完されている（*「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題－ICEDA」を参照。*）。

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）原子力事業に関連する課題」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（*「黒鉛ライナー」は、かつてのフランスの天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉（UNGG）の運転に由来する。これは、燃料を囲む中空の円筒形の黒鉛製の壁である。*）を建設することが規定されている。

ショーA

ショーAは、稼働中の56基と同様の技術を利用している。この原子炉は、1967年に稼働開始し、1991年まで操業された。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。

2017年に開始されたショーAの原子炉容器およびその内部部品の廃炉作業は、困難になっている。健康危機は、特に濾過の停止により水の濁度レベルが高くなったことにより、作業現場に深刻な影響を及ぼした。原子炉容器を持ち上げるために必要なハンドリング・クレーンが使用不能になり、修理作業は予想以上に複雑になっている。作業現場では、その他にも予期せぬ問題（切断速度が予想より遅い等）が発生している。そのため、原子炉容器廃炉の現場作業の完了は2025年12月に延期された。さらに14か月延期されるリスクもある。

上記とは別に、EDFおよびCNRSは、施設の特殊な形状を最大限に活用するため、2022年９月７日、設備が廃炉された後の岩窟をニュートリノの研究に再利用するプロジェクトに関するパートナーシップ協定を締結した。

フェッセンハイム

同発電所の原子炉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日に永久的に閉鎖された。2020年末には、すべての廃炉手順（回路の排水、ホウ素の除去、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、「PREDEMフェッセンハイム」プロジェクトが発足した。

使用済燃料は、２年余りの間に現地からすべて撤去され、ラアーグに輸送されたが、これは非常に満足のいくパフォーマンスであった。その結果、現地から99.9%の放射能が除去された。原子炉１号機において、系統除染工事実施のための作業がFramatomeと共同で行われた。また、原子炉２号機についても2023年度上半期に同様の作業が予定されており、廃炉中の放射能の観点において可能な限りで最良の作業環境を実現する。

2020年12月、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が提出された。命令の取得により廃炉段階が実際に開始される。2022年初め、MSNR（*MSNR：フランス原子力安全および放射線防護ミッション（Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection）*）およびASNは、調査再開が記載された本書類の全体版を受理したことを認めた（*2021年８月４日のMSNRの書簡に対して2021年12月23日に提出された。*）。現在のスケジュールでは、フェッセンハイム施設の廃炉を許可する命令は2026年初めに発行される予定である。2022年末現在、廃炉準備作業の推移は暫定的なスケジュールに沿ったものとなっていた。

また、2021年12月24日付命令第2021-1785号は、フェッセンハイムの各種補助回路の冷却のために、アルザスの大運河からの取水および当該運河への排水を許可した。

ブレンリス

2000年以降、EDFは、CEAに代わり、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全面的に再登録するための廃炉作業が、2023年に完了する。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*）の審査も以下のとおり進められている。

・提出された申請書類に関する常設グループが、勧告を伴わない満足のいく意見を提出
・2021年11月15日から2022年１月３日の間に実施された公開調査

当該公開調査後の2022年１月17日、ブレンリス地域情報委員会（CLI）は、申請書案について、好意的な意見を出した。さらに、レンヌ行政裁判所によって任命された公開調査を実施する調査委員会も、2022年３月２日に好意的な意見を発表した。ASNは最近、2023年度上半期中に命令を発表する（すなわち、発効は2023年末となる。）という目標を示している。

クレイ・マルヴィル

2020年および2021年、最初の２つの上蓋を切断し、最後の上蓋の切断は2022年３月に完了した。上蓋は７月末に撤去され、「回転式閉じ込め構造」（*structure de confinement tournante*（SCOT））が代わりに設置された。当該構造により原子炉容器の内部部品の水中切断が行われる。この作業は2026年まで続く予定である。

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。これには、以下の事項を要する。

・基本的には遠隔操作による廃炉
・「産業用実証機」におけるツールおよび遠隔操作プラットフォームの適格性確認
・「最初の系列」の原子炉であるシノンA2の廃炉、および他の５基の原子炉の安全な構成

この新たな戦略により、原子炉容器の廃炉作業は、2063年から2093年の間（原子炉によって異なる。）に完了することになる。

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。

ASNは、選択された技術オプションを支持する2020年３月17日付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短縮するよう試みるべきであるという見解を示した。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。現段階では、新たな進展がないため、スケジュールを改善することはできない。

黒鉛産業用実証機（*Démonstrateur Industriel Graphite*（DIG））の建設工事は2021年後半に完了した。2022年９月に実施された最初の試験は、原子炉からの「黒鉛ブロックの回収」を可能にするツールの開発と、NUGG原子炉の廃炉に必要なロボットアームの進行設計に関するものであった。

2020年11月に完了した「複雑なプロジェクトの調整の成熟度」の検査（ASN、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（IRSN）*）、およびフランス気象エネルギー総局（*Direction générale de l'énergie et du climat（DGEC）*）のチームによる調査的アプローチ）に続き、2022年５月にEDFの回答およびコミットメントがASNに提出された。

規制上の観点から、サンローランのサイロの廃炉申請書類は、９月30日に電子的にASNに提出された。2020年３月のASNによる決定に沿って、シノンA2およびシノンA1に関する廃炉申請書類、ならびにシノンA3、サンローランA、およびビュジェ１に係る命令の大幅な変更に関する書類は、2022年12月15日に提出された。一方、原子炉容器以外の廃炉作業は、３か所とも継続中である。

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（*2022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。

フランス環境法第L.594-2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（*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。*）。また、1999年より、専用資産が徐々に積み立てられている（*2022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、「現在永久的に閉鎖され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月から2021年５月に実施された。この監査は、PWR技術を除いた旧式の閉鎖施設（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。2021年７月９日、最終の監査報告書が、被監査当事者に交付された。DGECのフォローアップ・レターは2021年11月22日に発行され、監査報告書は省のウェブサイトに掲載された。

報告書は、「廃炉プロジェクトの完了を構造的に指向する組織」、「堅牢で、使用した仮定および元のデータの適切な追跡可能性を提供する原価計算および年次審査プロセス」、ならびに「残りのわずかな技術的課題を克服するための長期的な産業アプローチ」に言及している。最後に、報告書は「引当金はプロジェクトの基本シナリオと整合しており、監査対象範囲の費用をすべてカバーしている」ことを確認し、EDFの費用および引当金の規模を検証した上で「適切な規模である」と判断している。

現在のプロセスおよび組織の熟練度に加えて、重要性の低い小さな逸脱が２件報告された（2021年末の見積修正時に修正済み）。プロジェクトの計画、プロジェクトの成熟度の測定、ならびにリスクおよび不確実性の定量化プロセスに関連して、改善の余地があることが確認された。これらの改善点は、関連する廃炉および廃棄物処理費用の保守的な評価に疑問を呈するものではない。監査報告書はまた、廃炉プロジェクトではほとんど実施されていない一連のグッド・プラクティスを強調している。

かかるフォローアップ・レターに対する回答は2022年２月21日に送付され、その結果、上記に記載の進捗ポイントに関する行動計画が策定された。

(ハ) 新たな原子力プロジェクト

これらのプロジェクトに関連するリスクについては、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４ A－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」を参照。

(a) フラマンビル３EPRプロジェクト

EDFは、約1,600MWの容量を有するフラマンビル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。

ASNとの対話および行政許可

2015年３月にASNへ提出された稼働許可申請書は、以来2017年、2021年および2022年に幾度か更新されている。とりわけ最新の調査結果およびASNからの要請を考慮するためのさらなる更新を、稼働開始に先駆けた2023年に予定している。

このため、プロジェクトは環境評価を受けなければならない。これは、フランス環境法の改正により義務付けられた新たな規制手続である。ASNは、2021年９月上旬にこの問題を環境当局に照会し、2021年12月22日にその意見を発表した。当該意見では、環境影響調査に基づいて作成された申請書類をいくつかの点で完成させること、特にフラマンビルEPRおよびコタンタン-メーヌ高電圧電力線の建設前段階における影響に対処することが勧告されている。2022年、これらの勧告についてASNと協議を行った。回答としてEDFは書面を作成し、2022年３月にASNに送付した。その後2022年11月に、ASNの要請により展開された。

稼働許可申請書にはEDFによる影響調査が含まれているため、環境当局の意見およびEDFの書面は2023年の５月から６月に予定されている公開討議の対象となる。ASNによる稼働許可の決定は、2023年12月となる見込みである。

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、フラマンビルの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。装荷に必要な245の燃料集合体（最初の炉心用に241、予備用に４）が、2021年度上半期末に受け入れられた。2021年８月末に１回目の規制燃料検査（Euratom）が実施された。下記「台山から学んだ教訓」を参照。

主要二次回路における溶接修理を考慮するために、認可命令で指定された稼働期限が2024年４月11日まで延長された（*2020年３月25日付命令*）（下記を参照。）。

EDFは、2021年８月30日、エネルギー法に基づき、エコロジー移行省の命令により、この稼働認可を受けた。

現場作業の進捗

2022年には、以下のような成果があった。

・主要二次回路における溶接部の改良に向けた継続的な取組み（下記に詳述する。）
・フル・プールテスト
・残りの開放型容器の機能試験の完了
・原子炉容器を空にし、洗浄および制御棒試験等を行った後に容器の上蓋を密閉。容器は現在、稼働開始に向けて施設全体を再整備する準備が整っている。

また、以下についても注目したい。

・2022年９月にANDRAによる監査が行われ、これにより、敷地における放射性廃棄物の管理については十分な水準が認められると結論付けられた。
・WANO（*世界原子力事業者協会*）による稼働前調査（PSUR）の完了。これにより９つの強みと４つのAFI（改善する分野）が強調された。このうち２つは運用に関するもの、１つは防火に関するもの、１つは一般運用ハンドブックの適用に関するものであった。

高品質の機器の製造

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、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た（*2017年10月11日付意見*）。2018年10月９日、ASNは、機能検査を条件とする容器下鏡の稼働および耐用年数を2024年末までに制限することで容器上蓋の稼働を認可した。

現在、このプロジェクトは、設置完了後に予定されている容器上蓋の交換について準備をしている。新たな容器上蓋は、Framatomeの施設にて製造が進んでおり、2024年の納期が予定されている。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。

2022年12月、Framatomeは容器上蓋の交換を第１稼働サイクル（2025年度下半期）の終了まで延長する要請を出した。ASNはかかる要請について審査し、次の段階で決定が下される。

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、蒸気発生器からタービンへ蒸気を運搬する主要二次配管（VVP排出管回路）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は、ASNに対して、初回総合検査において、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（*初回総合検査は、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る。これは、稼働前の発電所の状態に関する初期の基準報告書となるものである。*）に関連する重大事象の通知を行った。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、各溶接に

ついて、施工完了時に基準に適合していることが申告されていた。EDFは、2018年度第２四半期に、主要二次システムに関係するすべての溶接部の追加検査を開始した。

貫通溶接部

2019年６月19日、ASNはEDFに対し、VVP主要蒸気回路の配管の溶接（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、稼働前に修理を実施することを要請した。

EDFの貫通溶接部の修理案は、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である。ASNは、2021年３月19日にこのプロセスを承認した。貫通溶接部８か所は2021年にすべて更新された。2022年後半、８か所の溶接部につき応力除去熱処理（SRHT）および最終検査が完了した。

貫通溶接部４か所（AREと呼ばれる、蒸気発生器の給水管上にあるもの）も修理の対象であった。2022年末現在、４か所の溶接部は遠隔制御ロボットにより修理され（*この工程はVVP貫通部の修理に使用された工程を適用させたものである。*）、SRHTおよび最終検査も完了している。

貫通溶接部の修理は現在すべての作業が完了している。AREおよびVVPの「再閉鎖」作業（貫通溶接部の作業のために撤去された現場の復帰）が現在進行している。

その他の溶接部

主要二次回路における溶接部の品質不良または破断防止基準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。2020年夏に開始し、2022年末に完了した修理作業は、VVPの溶接部45か所およびAREの溶接部41か所に及ぶ。現在は、非破壊検査およびSRHTが進行中である。

応力除去熱処理の従来のプロセスで観察された偏差

SRHTは、溶接継手に期待どおりの機械的特性を与えるだけでなく、溶接作業中に材料内に発生する残留応力を低減することも目的とした製造工程である。SRHTは、溶接継手を約600°C（＋／－15°C）の温度で一定時間加熱することにより行われる。

2020年後半、FramatomeはASNに対し、フラマンビル３の主要二次回路の溶接部において、従来使用されてきたSRHTプロセスの逸脱があったことを報告した。Framatomeは、義務付けられている温度範囲の遵守を確実にするために「最適化」されたプロセスを開発した。

SRHTプロセスの適格性の証明は、裏付書類に基づきASNによって承認されなければならない。2021年後半、ASNは、VVPの貫通溶接部、および「単純形状」の非貫通溶接部のための最適化されたSRHTプロセスの適格性デモンストレーションを承認した。残る手続は2022年に承認された。

2022年、「複雑形状」のSRHTにおいていくつかの異常が発生し、その多くは導入における運用要件に関するものであった。新たな研究および試験を実施する必要があり、問題のある15の機器についてSRHTがどのように実施されるかを検証するための研究および開発ならびに新たな反復法を要した。2022年末現在、これらのSRHTは用地において進行中である。

主要二次回路（CSP）に関する技術報告

ASNが調査していた直近の技術的問題は、2022年に終了した。2019年以降行われていた調査の見直しについては、2022年11月30日のGP ESPN（*加圧原子力施設のための常任専門家グループ（GP ESPN）*）の会議で発表された。結論として、同グループは、EDFが2019年の会議での勧告に対応し、状況が是正されたとの見方を示した。ASNはこれに同意し、最終的な用地活動の適切な完了（SRHT、NDT（*NDT：非破壊検査*））を条件として、VVP配管作業に関する破断防止基準への準拠が実証されることを結論付けた。

その他の技術的問題（主要二次回路を除く。）

主要一次回路

EDFは、別件で、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。

2021年６月21日、EDFはASNに書面を提出し、当該分岐接続のそれぞれに「保持クランプ」を設置することからなる解決策を選択したと述べた。2021年10月８日付の書簡で、ASNは、この解決策に原則的に異存はないことを示した。IRSNも保持クランプの設計について審査し、2022年11月30日に肯定的な意見が伝えられた。保持クランプは2021年中頃から2022年中頃にかけて製造され、現在分岐接続部周辺に設置されている。

ASNはまた、加圧原子力機器に適用される要件に関して、溶接部の品質を実証する必要性を強調した。2021年の８月から10月にかけて実施されたＸ線検査では、これらの溶接部の品質が良好であることが確認された。これらは2022年度上半期に超音波

検査により補完され、その結果も十分なものであった。IRSNはこれらの検査についての調査をまとめており、2023年度上半期に完了する予定である。

ろ過槽SIS／CHR（*SIS＝安全注入回路（原子炉の一次回路に重大な破損をもたらす事故が発生した場合、加圧されたホウ酸塩水を追加するために使用される。）。EVU＝（炉心溶融を伴う）重大事故発生に備えて原子炉建屋に設置する最終熱除去系。*）

フラマンビルEPRは、配管破断時に備えて主要一次回路における水の再循環システムを有している。このシステムは、事故発生時に原子炉建屋の底部から水を回収し、燃料集合体を冷却するためにタンクに再循環させるものである。

2021年夏に行われた「フル・ループ」テストで、再循環水に含まれるデブリが原子炉建屋の底部に設置されたフィルターで効果的にろ過されないという問題が発見された。

これらのテストの後、EDFは2022年９月に当該フィルターを交換し、より細かい目のフィルターを設置した。またEDFは、フィルター詰まりの可能性が証明されている破片の潜在的な量の削減を決定した。潜在的な破片の削減についての作業はほぼ完了している（最終的な完了は2023年度第１四半期に予定されている。）。

2023年１月末現在、2022年後半における最新のテスト結果を考慮した書面一式が、かかる技術書面の最終審査の完了を視野にASNへ提出された。最終審査の結果は、2023年度上半期末までに得られる見込みである。

加圧器バルブ

オルキルオトEPR（フィンランド）の加圧器バルブ（PSRVバルブ）に腐食が発見されたことを受けて、EDFおよびFramatomeはこの機器の点検を実施し、フラマンビルEPRのバルブにも腐食の痕跡があることを発見した。EDFおよびFramatomeはこれを考慮し、一部のバルブ・パイロット部品に使用されている材料を変更することを決定した。最適な材料を選択するために、いくつかの耐腐食性試験が行われた。これらの部品は製造され、現在原子炉建屋に設置されている。この難題への対応に加え、ASNは加圧器バルブの動作および信頼性の調査も継続して行っている。この調査結果は、2023年度上半期末までに得られる見込みである。

台山から学んだ教訓

EDFは、台山発電所の原子炉１号機で発生した技術的問題（「第２　３（２）⑤（ⅲ）(へ)（ａ）中国における事業」を参照。）（*EDFの2022年１月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。*）が、フラマンビルEPRの稼働に与えうる影響を分析した。当該燃料集合体の点検を行ったところ、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。

EDFは、稼働前に、炉心端における潜在的に影響のある燃料集合体を、摩耗のリスクを軽減するためにある程度の熱処理を施した64の新たな燃料集合体に交換することを計画している。IRSNは、EDFが提出した書面について保留せず、好意的な意見を示した。この解決策についてはASNによる検討が進行中である。

稼働スケジュールおよび建設費用

EDFは、2022年12月16日付のプレスリリース（*EDFの2022年12月16日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。*）で、プロジェクトのスケジュールおよび建設費用を調整した。燃料装荷時期は、2023年度第２四半期から2024年度第１四半期に延期された。見積完成費用は12.7十億ユーロから13.2十億ユーロ（中間利息を除く。）に修正された（*ユーロ（2015年）*）。このスケジュール改正は、特にSRHTプロセスを実施するための新しい手順を決定するために必要な追加的研究に起因する。

稼働後の修正に係る費用は、プロジェクトの建設費用には含まれない。

フラマンビル３EPRへの投資についての詳細は、2022年度の連結財務書類の注記10.6を参照。

特に新たな技術的問題が発生した場合には、スケジュールおよび完成費用に関連するリスクは高いままである。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（「第３　２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」も参照。）。

(ｂ)　「新たな原子力」のその他のプロジェクト

Ａ　フランスにおける新規のEPR２原子炉建設プログラムの準備

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、フランスにおける原子力発電の供給および輸出事業を強化する可能性のあるEPR２と称されるモデルの技術構成の完成に至った。EPR２はEPRの最適化版であり、産業的観点からはEPRの後継型であるとともに、現在稼働中のEPR用地および発電所からのフィードバックを統合している。

フランス政府は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、2021年５月、EDFは「フランスにおける新規原子炉プログラムに関するEDFおよび原子力業界による提案」を提出した。このプログラムでは、３組のEPR２を、パンリー、グラヴリーヌ、そして３組目をオーヴェルニュ・ローヌ・

アルプ地方の河岸（ビュジェまたはトリカスタン）に順次建設し、他の原子力発電所用地については実現可能性の分析を継続することを求めている。

フランス大統領は、2022年２月10日のベルフォールでの2050年までに無炭素エネルギーを達成するためのフランスの戦略を詳述した演説において、一連の新規原子炉建設開始を望む意向を表明した。かかるプログラムでは、３組のEPR２原子炉を建設し、さらに８基のEPR２原子炉を追加で建設する実現可能性の調査を行うことを目標としている。また、2035年までに最初の原子炉を稼働させることを目標とすべきであると述べ、EDFがこれらの新規EPR２原子炉を建設し、運転することを明言した。

これに関する決定は現在まで行われていない。プログラムの実施に向け、適切な資金調達および該当ある場合には規制計画について現在準備が進められている。プロジェクト完成費用の修正版は2023年夏を予定している。

EPR２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、予算費用約１十億ユーロで、2022年末までプロジェクトを継続することを承認した。2022年３月31日、取締役会はさらに、EDFに対して、開発活動を2023年12月31日まで継続することおよび約0.6十億ユーロの追加資金について承認した。

ガバナンス

2019年のジャン・マルタン・フォルツによる勧告（*2019年10月にフランス経済・財務省およびEDFの会長兼CEOに提出された報告書*）およびEPR分野に関する2020年夏のフランス会計検査院（*Cour des comptes*）による勧告に基づき、EDFは、EPR２原子炉の設計および建設に関するガバナンスを強化することにした。特にEDFは、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（*Direction Ingénierie et Projets Nouveau nucléaire*、DIPNN）において、プロジェクト管理（*maîtrise d'oeuvre*（MOE））（EPR２プロジェクト部門）から、顧客（*maîtrise d'ouvrage*（MOA））（新たな原子力（フランス）のエンジニア・プログラム部門）を分離する新しい組織を設立した。

新たな原子力（フランス）のエンジニア・プログラム部門は、適切な法的、経済的、財政的枠組みを確保し、プロジェクトが実現するにふさわしい状況を保証する。EPR２プロジェクトの費用、リードタイムおよび業績目標について定義し、プロジェクト管理による維持を確実にする。そのため、プログラム部門はプロジェクトにおける内部顧客として機能する。

EPR２プロジェクト部門は、EPR２原子炉の設計を担当している。最終的な投資決定が下された場合には、プログラム部門が設定した品質、費用、リードタイムおよび安全性に関する目標に沿って、完成品の監督を行う。

２つの部門は、この新しい組織の導入以来、緊密な協力関係にある。

状況報告および見通し

2018年から実施されていた全般的な設計分析が2021年末に完了した。この段階以前には、2021年のASNによる安全オプション書面の審査終了（2021年４月付および９月付の書簡）および2021年２月のASNへの事前安全報告書の提出が先行していた。

2022年１月以降、３つの優先事項に焦点を当てた新たな段取りが開始された。

- EPR２原子炉の最初の組を建設する場所として選ばれたノルマンディーのパンリーにおける初の核コンクリートを開発するための継続的なエンジニアリング調査
- 供給者の研究からフィードバックを受け、技術および産業資源への投資に必要な見通しを提供するために３組の原子炉について契約化を行い、そのうちの70%を2024年末までに締結することを目標とすること
- 現場における、とりわけ行政および規制上の認可に向けた準備を行うこと。2022年２月11日、EDFはパンリーに２基のEPR２原子炉を建設する計画についてCNDP（*Commission nationale du débat public（フランス公開討議委員会）*）に働きかけた。公開討議は、フランス政府が開催したエネルギー協議会と並行して、2022年10月末から2023年２月末まで開催された。その結果、全体のスケジュールとしては、建築許可（*Demande d'Autorisation de Création*、DAC）として施設設立承認の申請を2023年５月に行い、2024年６月に現場での作業開始を目指している。

B　小型モジュラー炉（SMR）

低出力原子炉（SMR）の分野については、2022年、170MWのモジュール２基からなる第３世代340MWの加圧水型発電所であるNUWARD™製品の開発が継続した。この製品は、シリーズ生産され、海外向けの販売が計画されている。今後数十年間における化石燃料火力発電所の大規模な代替を主な目的としている。このマーケティングを支えるのは、2030年までに着工予定のフランスにおける旗艦発電所である。

NUWARD™ SMRの設計は現在、チェコおよびフィンランドの技術安全局（それぞれSUJBおよびSTUK）とともにASNが実施する事前評価の対象となっている。このアプローチは、SMR原子炉に対する国際許認可の手続を早めると同時に規制調和に向けた新たな推進力を提供することを目的としている。

2022年12月、EDFおよびFortumは、フィンランドおよびスウェーデンにおけるSMRおよび大型原子炉の開発機会のための共同調査に関する覚書を締結した。

2022年後半、当グループは、NUWARD™プロジェクトの次の段階として知られる「基本設計」段階を管理するために特化した子会社を設立し、2023年初頭に開始した後、2026年末までに完了する予定である。NUWARDは当グループの完全子会社である。当該会社は、EDF、CEA、TechnicAtome、Naval GroupだけでなくFramatomeおよびTractebelから継続的なエンジニア支援の恩恵を受ける。

2022年12月、欧州委員会からの通知および承認の後、フランス2030計画の一環としてフランス政府から50百万ユーロの補助金が交付された。EDFは、この補助金につき、年間を通じて45百万ユーロを受け取った。2022年２月10日にベルフォールで行われた演説で、フランス大統領は、NUWARD™のために500百万ユーロを上限とする政府の追加介入を発表した。

Ｃ　国際開発

英国

英国においては、EDF Energyが、China General Nuclear Power Corporation（CGN）とともにヒンクリー・ポイントにおける２基の原子炉を建設するプロジェクトに参加している。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る。EDFの新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門（DIPNN）が、EDVANCE（*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。*）とともに設計調査を担当している。Framatomeは、部品および制御システムを提供している。

EDFは、英国政府と協力して２基のEPR原子炉を建設するサイズウェルＣプロジェクトの開発に携わっている（「第２　３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。

EDFはまた、CGNと共同でブラッドウェルＢの33.5%を保有している（「第２　３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。

中国（台山）

中国においては、EDFは、TNPJVC （Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）の30%を保有している。当該会社は、中国の広東省台山にEPR技術を利用した２基の原子炉を操業している（「第２　３（２）⑤（iii）(へ)（ａ）中国における事業」を参照。）。

インド

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・マネー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ってNPCILに対して総合的かつ条件付の拘束力のない入札を行い、2021年４月に、拘束力のある技術的および商業的な提案を行った。それ以来、EDFは、技術的および商業的な問題の収束に向けてNPCILとの協議を続けており、拘束力ある協定の締結を2023年中に目指している。

サウジアラビア

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*）が開始した入札の募集にも応札し、コンサルティング・プロセスの第１段階の落札に成功した。このプロセスは、EPR原子炉２基のエンジニアリング調査、機器供給および建設に関する入札を目的としている。

チェコ共和国

EDFは、2022年３月にチェコ共和国において電力供給会社CEZ、そのプロジェクト会社であるElektrárna Dukovany IIおよびチェコ政府が正式に開始した競争手続に参加している。これには、ドコバニにおける1,200MWeのユニット建設および３基の追加ユニットへ拡張される可能性がある原子力プログラムが含まれる。2022年11月30日、EDFは、エンジニアリング調査、機器供給ならびにドコバニのEPR1200原子炉（ユニット５）の建設および稼働を盛り込んだ拘束力のある入札を行った。入札にはさらに、３つの追加ユニットからなる発電所の素案（*EDFの2022年12月１日付プレスリリース「チェコ共和国のドコバニ用地にて建設されるEPR1200原子炉１基の最初の入札をチェコの事業者ČEZおよびそのプロジェクト会社であるElektrárnaDukovany IIに提出」を参照。*）が含まれる。

ASNはまた、政府の要請により、輸出用EPR1200プロジェクトの安全オプション書面に関する意見書を提出した。原子炉の安全オプションに関するこのASNによる意見は、原子炉の原型であるEPR２原子炉について2019年７月に提出されたものと本質的には同じである。ASNは、安全目標ならびに安全システムの設計および構築のために使用したハンドブックがEPR２原子炉のモデルから引用されたことを特記している（*フランス環境法第L.592-28-1条の適用に従い提出された、原子力安全当局が2022年11月10日に発行したEPR1200原子炉プロジェクトの安全オプションに関する意見書第2022-AV-0413号。これには、ASNが政府の要請に応じて、輸出を目的とした原子炉施設モデルの安全オプションが、フランスにおける同様の施設に適用される規格に準じているか審査することを既定している。*）。

SMRプロセスの一環として、EDFはテメリンプロジェクトにも参加し、NUWARD™原子炉の提案を行っている。

ポーランド

2021年10月、EDFはポーランド政府に対し、拘束力のない予備的な提案を提出した。この提案は、ポーランドにおける、４基から６基のEPR原子炉のエンジニアリング調査、機器供給および建設に関する契約を対象としており、２か所または３か所の用地での合計目標設備容量は6.6GWeから9.9GWeである。ポーランド政府は、第１用地についての拘束力ある協議を競合と進めることに決定したものの、他の用地についてのEDFの入札はまだ有効である。この予備的な提案は、将来の発電所の技術構成、想定される産業スキーム、現地サプライ・チェーンの開発戦略、プログラムの見積費用、関連する実行スケジュールなど、当該プログラムのすべての主要なパラメータを対象としている。

(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）

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

このプログラムは、以下の３つの分野に焦点を当てることで、エンジニアリングにおけるパフォーマンスの大幅な向上を目指している。

・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、製品、プロセス、手法およびツールを最適化および標準化すること
・SWITCHプログラム（統合された協調的な産業情報システムの導入）およびエクセル計画の決定を統合すること
・パートナーおよび供給業者に拡張された企業活動

(ニ) 原子力発電関連事業：Framatome

Framatomeは原子力エネルギーの主要企業であり、EDFグループ（75.5%）、三菱重工業株式会社（19.5%）およびAssystem（５%）により保有されている。

Framatomeは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、かつ17,000人の従業員を擁して、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。

2021年と同様に2022年において、Framatomeは1,500人超の従業員を採用し、技術の維持と向上を図っている（「第２ ３（２）①（ｉ）(イ) エクセル計画」を参照。）。

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、ベルギー、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、カザフスタン、チェコ共和国、ルーマニア、英国、スロバキア、スウェーデンおよびウクライナを含む20か国においても、業界または営業でのプレゼンスを有する。

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

同社の顧客基盤は、国際的な大手エネルギー企業を含み、世界中の300基を超える原子炉で作業をしている。Framatomeは、あらゆる技術の原子炉における経験をもって、世界中の顧客のニーズに対応することができる。

(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、リスク分析および原子力安全性分析が含まれる。Framatomeのエンジニアリング業務には、「ニュークリア・アイランド」ともいわれる発電所の心臓部、および原子炉の一次回路の主要部品（蒸気発生器、ポンプ、加圧器および原子炉圧力容器等）が含まれる。その専門家および技術者は、新たなEPR原子炉等の主要な新規原子力発電所建設プロジェクトに積極的に関与している。

機器の製造

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

2022年、同社は、重機の製造に特化しているサンマルセル工場での増産を継続した。同工場は、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を行っている。

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。Framatomeはまた、技能維持プログラムにも取り組んでいる。このプログラムは、原子力ボイラー用の主要機器（蒸気発生器、容器等）の製造を確保することを目的としている。すべての利害関係者は、事業の標準化を図ることを目的として関与している。この産業化プロセスには、サプライ・チェーンの安定性を確保し、Framatomeおよびその主要な供給業者の製造リードタイムを管理し、技能を維持するための（場合により事前の）部品の製造を伴う。

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には、特に安全計装制御（I&C）システム、通常運転の計装制御（I&C）システム、原子力計装、耐用年数のソリューション、グローバルな計装制御エンジニアリングの専門技術シミュレーター、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・エンジニアリングが含まれる。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。

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。

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）の近代化ならびに化学的・放射化学的サービスに及ぶ。

大規模プロジェクトの管理

Framatomeは、新規原子炉プロジェクトの建設において、その設計から調達・供給、稼働まで携わっている。そのチームは、複雑なプロジェクトの管理について広く認められた専門技術をもって、最も厳しい安全基準を満たし、顧客の要求を満たすことを任務としている。新規の建設プロジェクトの場合、同社は、ニュークリア・アイランドについてソリューションを提供する。

Framatomeは、フランス（フラマンビル３）、中国（台山１および２）および英国（ヒンクリー・ポイントCの原子炉１号機および２号機）の５基のEPR原子炉の建設、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。

(ｂ) 2022年におけるFramatomeの主要な実績

いくつかのEFD原子炉の主要回路部分において影響を及ぼす応力腐食が発見されたことを受けて、Framatomeはフランスの原子力施設を支援するためのエンジニアリング資源および維持管理資源のすべてを負担することとなった。2022年７月にEDFが提案した戦略についてASNが見解を示す参考のため、大量の試算が取り行われた。Framatomeはまた、ビュジェ４およびショーB1の原子炉修理も行った。

垂直統合戦略の一環として、Framatomeは2022年５月、溶接事業の主力であるEFINORグループの子会社をいくつか買収した。これらの企業は、フランスおよび英国において、原子力エネルギーおよび海軍防衛に積極的である。

またFramatomeは、2022年７月に、現在は当グループの完全子会社であるCEThを買収することで、応力除去熱処理（SRHT）の管理能力を強化した。これにより、溶接に関するすべてのプロセスについての専門性が強化された。

Framatomeは、フランス情報セキュリティソフトウェアの開発企業であるCyberwatchの過半数の株を取得することで、サイバーセキュリティの分野でのサービスを拡張した。

Framatome Healthcare™ブランドの事業展開の一環として、共同会社ISOGEN（*KINETRICSと共同で設立された。*）を通じてBruce PowerおよびIsotope Technology Munich（ITM）との連携を強化した。2022年度下半期、ISOGENはがん治療に用いられる医療用同位体であるルテチウム-177の商業的生産の開始を発表した。またFramatomeは2022年、核医学の発展およびがんとの闘いにおけるその貢献を支援するために、Global Morpho Pharmaの株式を取得した。

Framatome Défense™は、2017年からTechnicatomeとの間で締結している覚書を更新し、国防に関する産業活動の運営に係る連携を継続するという両者の関わり合いを再確認した。

核防衛計画の成功のための長期的な主要技術の開発を確実にするため、CEA、FramatomeおよびNaval Groupは２月23日に枠組み合意に署名した。これには、原子力推進に使用される物質に関する研究および実験網羅されている。

Framatomeはフランス・ルランス（フランス復興）計画に大きく貢献している。いくつかの革新的なプロジェクトは2022年に表彰をうけた。

(ｃ) 原子力施設およびその安全性

基礎原子力施設（BNF）

Framatomeのロマン工場における２つの基礎原子力施設（BNF第63号およびBNF第98号）は、2021年12月23日付命令第2021-1782号により統合された。これら２つの基礎原子力施設をグループ化している施設は、BNF第63-U号（原子炉向け燃料製造発電所）と呼ばれる。

原子力の安全性に関する2022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（Filière Indépendante de Sûreté）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。*）

2021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。2022年に、Framatomeの工場は、INES０に分類される重大安全性事象（SSE）16件およびINES１に分類されるSSE４件を申告し、INES２に分類されるSSEはなかった。2022年９月21日、ローマにおける作業場でウランを含む火災が発生した。従業員、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2022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ている（*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（2022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。）。

(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つであり、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

2022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）	2022年12月31日現在稼働ユニット数	合計容量（MW）	開始年	正味エネルギー発電量（TWh）	
					2022年12月31日	2021年12月31日
石炭	580	2	1,160	1983年および1984年	1.64	3.01
燃料油ならびに二重燃焼タービン（ガスおよび燃料油）	85	4	340	1980年および1981年	0.68	0.34
	203	1	203	1992年		
	134	1	134	1996年		
	125-129	2	254	1998年および2007年		
	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	8.92	7.17
	465	2	930	2012年および2013年		
	585	1	585	2016年		

2022年における発電

2022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3.5%を占めた。2022年末において、この発電設備は、合計設備容量4,945MWを有していた。

2021年の火力発電量（正味エネルギー）は2022年に11.24TWhとなり、2021年（10.53TWh）よりも稼働率は高かった。2022年において、石炭ユニットは1.64TWh、CCGT発電所は8.92TWhおよび燃焼タービンは0.68TWhを供給した。

年間を通して変動的に必要とされるかかる火力発電方法は、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。持続的な運転を行う同発電所の順応力が実証された。とりわけ燃焼タービンの需要は高く、稼働を要求された際の反応率は非常に良好であった。

(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永久的に閉鎖した。EDFは、2014年から2016年の間にル・アーブル（１基）およびコルドメ（２基）に位置する最新技術に基づく３基の発電所を信頼性および効率性改善のために刷新した。

EDFは、2021年４月１日にル・アーブル発電所の操業停止を実施した。しかしながら、RTEが最近行った暫定的な検討では、グラン・ウェスト地域における需要と供給のバランスを維持するため、コルドメ発電所を2024年（場合により2026年）まで維持する必要があることが明らかになった。

2022年、エネルギー移行の地域支援のため、省庁間代理の調整の下出されたフランスの研究機関ADEMEによる関心表明に応じて、工業会社Paprecが監督するブラックペレット工場の建設プロジェクト（エココンバスト２として知られる。）が開始された。エココンバスト２への投資についてPaprec側の潜在的な決定を待たずして、EDFグループの脱炭素戦略の一環として、2022年から2023年の冬に、コルドメにおけるバイオマスの部分的操業を可能にする作業が開始された。

火力発電所の排出量

2022年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、5.32百万トン（2021年は5.70百万トン）の二酸化炭素を排出した。2022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、473g/kWh（2021年は535g/kWh）であった。二酸化炭素構成における減少は、EDFの火力発電構成に占める石炭ユニットの割合の減少によるものである。これらは、2022年における火力発電所の発電量の約15%（2021年は29%）を占めた。発電量１kWh当たりの正味二酸化炭素排出量が、2010年には900g/kWhを上回っていたことに留意する必要がある。

2022年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、1.210ktの二酸化硫黄（SO_2）、3.65ktの窒素酸化物（NO_X）および0.063ktの煤塵を排出した。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５倍、二酸化硫黄（SO_2）については25倍超、煤塵については27倍超も削減された。これらの大幅な排出量削減は、以下により実現した。

・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
・天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の稼働

そのため、例えば、コルドメのユニットは、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。

規制上の通知

排出規制

2019年11月８日付フランス「エネルギーおよび気候」法適用および電力購買保護のための緊急措置を導入する2022年８月16日付フランス法適用におけるいくつかのフランス・エネルギー法（*Code de l'énergie*）の条項では、一部の発電施設の温室効果ガス排出上限を変更し、また相殺義務も定めている。

二酸化炭素換算で0.55t／MWh超を排出するフランス本土に位置する化石燃料火力発電施設については、フランス・エネルギー法第D.311-7-2条において、2022年、2023年および2024年の温室効果ガス排出枠の具体的な削減を定めている。

さらに、前述の2022年８月16日付法律第36条に基づき、問題のある施設の運営者に対しては、フランス・エネルギー法第D.311-7-3条により原則が規定されている排出枠の拡大による温室効果ガス排出量の相殺が義務付けられており、違反した場合には制裁が適用される。かかる相殺は、フランス環境法（*Code de l'environnement*）第L.229-55条に定められた原則を遵守するプロジェクトに資金を提供するものである。

ガス供給の確保に関する法律

前述の2022年８月16日付法第26条（フランス・エネルギー法第L.143-6-1条に規定されている。）の規定の適用により、エネルギー大臣は、次のことを行うことができる。

・１　天然ガス供給の安全について深刻な脅威が地域、国または欧州全域において発生した場合、天然ガスを使用する発電施設に対してその施設の運転の制限または停止を命ずることができる。
・２　上記１の深刻な脅威に加え、国の全部または一部への電力供給の安全に対する脅威がある場合、これらのいくつかの施設において運営の責任を有する部門に対し、指定された担当者の指令および管理下のみで運営することを要請すること

また火力発電事業は、多くのEU指令（（「セベソ３指令」として知られる）2012年７月４日付指令2012/18、一部の大気汚染物質の国内排出量の削減に関する欧州指令2016/2284および産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（改訂済み）（IED指令））から派生した、その他の特定の規制にも服する。これらの指令のいくつかは現在検討中である。

燃料油火力発電所の閉鎖

2018年春、EDFは、重油を燃料とする同社最後のコルドメ火力発電所を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、以下を開始した。

・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

・2012年および2013年にマルティーグにおいて２基のCCGTの操業

・2016年に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

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。

マルティーグのGCCTは、蒸気タービン、コンデンサーおよび水処理設備といったその設備の一部を再利用して、かつての燃料油火力発電ユニットをリパワリングしたものであった。マルティーグの敷地の設備容量は930MWであり、その発電量は50%超と、石炭火力発電ユニット等の発電量を著しく上回るものである。

この革新的なブシャンの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。

閉鎖された火力発電施設ユニットの廃炉

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（*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。*）。

2022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。実施された主な作業は、コルドメおよびル・アーブ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ブレノ施設（煙突）の廃炉であった。

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、当グループのニーズを考慮し、地方自治体の新たな活動（アラモン施設におけるCleantech Valléeの参入）の展開を支援することができるようになった。

規制上の通知

閉鎖に適用される規制

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行えるよう策定されている。

(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。再生可能エネルギーは、当グループ全体の設備容量の４分の１超を占めている。

2022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（*保有割合に応じた比率。*）

（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	20,527	1,930	534	205	1	240	23,438
欧州（フランスを除く。）	1,173	1,843	129	3			3,148
米国	205	4,671	1,608				6,484

アジア	432	875	498	23			1,828
アフリカ(1)		256	821				
純設備容量合計	**22,337**	**9,574**	**3,591**	**231**	**1**	**240**	**35,974**

(1) 中東諸国を含む。

(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、送電網の安全性および均衡化への順応性ならびに貢献度から電力システムにとって重要な分野である。

2022年末現在、EDFの発電所は425基あり、その平均運転年数は77年（*2021年に再計算された、同一の発電所に係る１年間の変動算術平均*）であった。

水力発電施設	2022年12月31日	2021年12月31日
最大容量合計 *(GW)*	20.1	20.1
揚水発電所を含む発電量合計 *(TWh)*	32.4	41.8

フランス本土においては、水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・サントラルおよびジュラといった山間部ならびにライン川流域に所在する。合計で、EDFの発電所の設備容量の23%にあたる、約20.1GWの設備容量を有し（*フランス海外領土および海外県ならびにコルシカ島を除く。*）、40TWh超の発電容量を有する。

様々な水力発電の施設が、多目的水管理の一環として、かかる施設が位置する渓谷地での水資源の利用を最適化するべく設計されている。その発電所の規模および多様性により、EDFは、ベースロード発電時からピークロード発電時に至るまで、あらゆる種類の需要に対応可能な施設を有しており、またかかる施設は以下に示す順応性に応じて最適化のための方策も提供している。

種類	タービン容量*（GW）*	60年間の平均重力発電容量*（TWh）*(1)
河川設置型	3.6	16.4
人工池	8.2	14.2
調整池式発電所	3.1	7.8
揚水(2)	5.0	1.5
潮汐発電所	0.2	0.5

(1)　60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)　揚水発電所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

2022年、EDFの水力発電量は、フランス本土で32.4TWhであり（*揚水発電所（STEP）の運転に必要となる電力を除く。*）、EDFの2022年の総発電量の10.1%であった。この歴史的に低い水準の発電量は、年間を通じて極めて低い水準であった水の供給量および需給バランスに対し大きな圧力がかかった場合に電力網の要件を満たすために行った貯水池の貯水量の慎重な管理の複合的な影響によるものであった。

2022年に、EDFは、最適で安全な稼働を確保するべく、水力発電所の開発および維持管理のために、フランス本土において526百万ユーロ超の支出を行った。

高度自動化・遠隔管理発電所

水力発電施設の柔軟性を活用するため、数年前からEDFは、自動化、水力発電所の遠隔制御および各渓谷地の中央管理を含む意欲的な計画を実施している。これらの発電所は、水力設備容量の約77%にあたる15.5GW超に相当する。それらは、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、その地域動作センターから機械の物理的パラメータ（温度、振動、その他の技術データ）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、また稼働中の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2022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。2022年は、水の供給量が非常に低く、（初冬に発電資源の記録的な供給があり）発電実績は非常に良好であったことが特徴的であった。これは、エネルギー危機の中で水力発電施設の稼働率と性能を確保するために、あらゆるチームが動員されたためである。2021年／2022年および2022年／2023年の冬の供給を可能にし、2022年／2023年の冬に電力網が圧迫された場合に最大限の電力およびエネルギーを供給するためのレバレッジ源を開発する特別な配慮がなされた。

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、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。

EDFはまた、発電のその他の道を模索している。例えば、2022年６月、EDF Hydroは、浸透エネルギーに特化したスタートアップ企業であるSweetch Energyに対し、フランス国内外におけるそのテクノロジーの大規模な展開を視野に、２百万ユーロを投資したことを発表した。浸透エネルギーは、河川からの真水と海からの塩水が交わるところで生じる塩分濃度の差により発生する。

（c） 水力発電の安全性

EDFは、保有するダムの定期的な監視および維持管理を行っており、水力発電の安全性に貢献している。水力発電の安全性は、水力発電所の設計時および稼働時に講じられるあらゆる措置を含み、その目的は、人間および財産に対する水に伴う危険

または施設の存在もしくは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の重大かつ永続的な懸案事項である。

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）を通じたオペレーショナルリスクの管理
・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。フランス（*完全子会社を含む、フランス本土ならびにフランス海外県、地域および海外準県*）では、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クラスのダムおよびクラスのダムに関する危険性調査が行われる。かかる調査により、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る（*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年間報告書を参照。*）。最大規模の67のダムが、特別な管理手続（特別介入計画）の対象となっている。

「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ｅ－水力発電の安全違反」を参照。

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) 水力発電に関連する課題

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。水力発電は、2022年の深刻な干ばつの際に明らかになったように、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）県からの許認可を義務付けている。

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。

水力発電の委託には75年の当初期間がある（*水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従う。*）。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、2022年12月31日現在満了していた設備容量3,260MWに相当する31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、当面の間、稼働を継続するため、満了となったが更新されていない委託契約が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と定義された「延長」の状態にある（フランス・エネルギー法*第L.521-16-3条*）。

このような状況において、EDFは、エネルギーの改善、生物多様性（特に水域環境）に対する配慮、中央政府および地方自治体に対する料金の支払いならびに地域開発を組み合わせるとともに、操業の安全性も保証することで、委託契約を有する施設を運営している。

フランスは欧州委員会より２回の正式警告を受けている。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。さらに、欧州委員会は、委託契約の更新に関するEU公共調達法に対する違反の疑いがあるとして、2019年３月７日に２回目の正式警告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。*）。

「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「１Ｂ－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

EDFは、法律により定められた目標に完全に沿った水力発電開発の軌道に乗り出した（*フランスの気候変動対策・レジリエンス強化法*）。2030年から2035年の間に、複数年エネルギー計画（*Programmation pluriannuelle de l'énergie*、PPE）は、「重力式」の水力発電容量を１GW、揚水発電所の発電容量を1.5GW増加することを目指している。

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・エネルギー法第L.511-6-1条に規定される2019年11月８日付「気候およびエネルギー」法の規定に従う。*）。当局に対して発電量増加に関する７つの書類が提出され、現在検討されている。
・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もまた開発されている。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。これらのプロジェクトの専門的研究を継続しており、2023年には多くの用地における地質調査が計画されている。
・フランスの海外県および海外領土において、これらの地域の複数年エネルギー計画（PPE）で特定されたニーズに対応するために、水力発電プロジェクトを開発している。例えば、EDFは現在レユニオン島において50MWの海水揚水発電プロジェクトを開発している。2023年に特定の用地における最初の地質調査の実施を計画している。
・地域全体で、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。

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、水力発電施設近辺の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。インフラを有する地域とのEDFの関係性は、責任ある受託事業者および事業者としての事業の運営に基づいている。

水力発電所が位置する渓谷地とEDFとの関係性は、２つの主要な要素に基づいている。

・第一に、現地の経済的利益を最大化することを目標とした雇用。EDFは、すべての技術的な購入のうち67%をこれらの地域で行っており、現地の工業資源（EDFの供給業者討論会では、水力発電部門に特化した取引を行う1,980社を超える地元企業が挙げられている。）の利益となっている。フランス都市部におけるEDFの水力発電事業の雇用の影響として、4,495人の間接雇用が推定されている（*2022年のフランス経済セクターからの458百万ユーロの購入および64の経済セクターに対する百万ユーロ当たりの間接雇用の影響に基づき、一般に認められた学術的定義に従って（INSEEの経済データに基づき）算出される。*）。さらに、EDFは「EDF, *une rivière, un territoire*」（EDF、１地域に１つの川）というプログラムを10年前に開始した。これは、水力発電に関連する生態系のすべての利害関係者とともに地域で共同構築され、渓谷地の開発支援を目指すものである。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、610人超の雇用を創出または維持してきた。これにより、2025年までに725人を超える雇用を創出または維持することができる。さらに、2022年、EDFは、水力発電施設周辺の観光業の開発を支援するため、より小規模な融資制度を構築した。
・当該地域の経済的、政治的および非営利の利害関係者、とりわけ水の利用者および環境保護の利害関係者との継続的対話。2022年、これはガロンヌ県マローズ（タルヌ・エ・ガロンヌ県）の魚道に関する協議およびヌーヴォー・プテのダム（オート・ロワール）の開業に示された。2022年夏にはまた、干ばつに対処するためにすべての利害関係者と行った対話により、EDFがいかに地域に根差しているかも示された。

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の貯水容量は、名目の貯水量で約７十億立方メートルである。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いる。

EDFは、夏季において水域環境およびその他水の利用（飲料水、灌漑、河川スポーツおよび河川レジャー活動等）に便益をもたらすために、多数の河川の水流の維持管理を行っている。例えば、アルプ・マリティーム県のデュランス・ヴェルドンおよびサンカシアン貯水池は、2022年夏においてプロヴァンスの農業水利の基本的な役割を担った。３月以降インフラのエネルギー管理を削減することにより、EDFは、下流の農家を支援するため上流の貯水池に水を貯蔵することが可能となった。

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、地方自治体、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（*UFE：Union Française de l'Électricité（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。

(ロ)　その他の再生可能エネルギー

バイオマスおよびバイオガス

EDFグループは、フランス国内（特にその子会社であるDalkia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ている。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、数年にわたり嫌気性消化の開発に携わっている。

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。

Dalkiaはまた、40年超にわたり地熱エネルギーに特化している。Dalkiaは、フランスにおいて数多くの地表および深層の地熱施設を運営している。

(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。フランス国内外のEDF Renewablesに属する企業の総従業員数は、2022年12月31日現在、4,514名である。

EDF Renewablesは、陸上および洋上の風力発電において強い存在感を示しているだけでなく、その太陽光発電事業および洋上風力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 Renewablesはまた、2030年までに世界中で３GWの電解水素プロジェクトを目指す水素計画の目標達成に向けて、当グループの低炭素水素の開発にも関与している。

最後に、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、英国ならびに2021年からはベトナムおよびイスラエル）において、住宅用顧客と企業用顧客に対して、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10%増）。2022年12月31日現在、EDF Renewablesは、18,536MWの総設備容量（純設備容量は11,386MW）および現在建設中の6,576MW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2022年末に合計86GWの総容量（*貯蔵を含む。*）であった。

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発電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南アフリカ、ブラジル、中国、インド、アラブ首長国連邦、サウジアラビアおよびモロッコ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。2022年末現在、EDF Renewablesのポートフォリオは、風力発電が71%、太陽光発電が28%および貯蔵が１％（*正味の値*）を占め、同社は、太陽光発電の開発を加速させ、技術的な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。2022年にDSSAにおいて販売された純容量は881MWであった。

(a) 発電所

部門別および国別設備容量

	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
(単位：MW)	総計(1)	正味(2)	総計(1)	正味(2)
風力				
南アフリカ	145	73	145	73
ドイツ	176	174	175	173
サウジアラビア	416	149	416	212
ベルギー(3)	325	27	325	27
ブラジル	709	526	571	480
カナダ	607	542	560	506
チリ	175	88	175	88
中国	905	380	905	380
米国	3,815	3,040	4,016	2,943
フランス	2,328	1,918	1,808	1,637
ギリシャ	264	238	264	238
インド	553	432	364	262
モロッコ	87	34	0	0
メキシコ	324	162	324	162
ポーランド	68	68	68	68
英国(4)	632	181	603	167
トルコ	0	0	0	0
風力合計(5)	**11,530**	**8,031**	**10,719**	**7,416**
太陽光				
ブラジル	399	199	399	199
カナダ	61	42	61	42
チリ	261	131	261	131
中国	137	136	128	123
エジプト	164	80	165	65
アラブ首長国連邦	2,440	445	1,065	170
米国	1,280	860	1,005	741
フランス	508	449	378	320
ギリシャ	62	57	32	30
インド	663	328	657	325
アイルランド	27	14	0	0
イスラエル	531	296	427	323
メキシコ	120	120	120	120

英国	5	2	5	2
ベトナム	66	34	0	0
太陽光合計(5)	**6,722**	**3,194**	**4,703**	**2,591**
貯蔵				
ドイツ	2	2	0	0
中国	10	3	0	0
米国	125	83	55	55
英国	150	76	100	51
貯蔵部門合計(5)	**287**	**163**	**155**	**106**
合計(5)	**18,538**	**11,388**	**15,577**	**10,113**

(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。）。

(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。

2022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、30TWhであった。2022年末における負荷率は、陸上風力発電において33%、太陽光発電において18%に達した。

(b) セグメントおよびハイライト

イタリアとベルギーの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

2022年、EDF Renewablesは、陸上風力発電の成長を継続した。EDF Renewablesの陸上風力発電の総発電容量は、2022年末現在において10,119MWとなった。2022年には総容量925MWの陸上風力発電所が稼働した。建設中の陸上風力発電所は、2022年12月31日現在、合計で1,317MWの総容量を占めた。

フランス

EDF Renewablesは拡大を続け、2022年には総設備容量が20.8MWの２つの風力発電所（ヴァレーズおよびアントゥザン（それぞれ8.8MWおよび12MW））を追加で稼働した。加えて、約13MWの風力発電プロジェクトが建設中である。2022年に、EDF Renewablesは、コルシカ島のテネサ風力発電所（11.7MW）のリパワリングを継続した。

EDF Renewablesは、シュド・アラジョワ陸上風力発電所（21.6MW）について、クラウドファンディングを開始した（*EDF Renewablesの2022年６月22日付プレスリリース「EDF RenewablesおよびLendosphereは、パ・ド・カレーにおけるシュド・アラジョワ風力発電所プロジェクトへのクラウドファンディングプログラムを開始－EDF Renewables」（edf-renouvelables.com）を参照。*）。EDF Renewablesは、フランスのエネルギー規制委員会（*Commission de régulation de l'énergie*（CRE））の入札募集を３件、合計32.4MWのプロジェクトを落札した。

南アフリカ

EDF Renewablesは、ウムソボンブ、フェズコモヤおよびサンクラールの自治体にある合計280MWの風力発電所について20年間の電力購入契約（PPA）を締結した。これらのプロジェクトは、現在建設中である。

サウジアラビア

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・プロジェクトを稼働させた。416MWの総設備容量を有するこの発電所は、サウジアラビアで最初の風力発電所となり、中東においては最大の風力発電所となるであろう。2022年７月以降、その風力発電所はフル稼働で操業しており、70,000超の世帯に再生可能エネルギーを供給している。

ブラジル

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。ヴェントス・ダ・バイア風力発電所の第３フェーズは、2022年に稼働した。この発電所は、181.5MWの総設備容量を有し、33基の風力タービンで構成されている。

さらに、EDF Renewablesは、パライバ州におけるセラ・ド・セリド風力発電所の第２フェーズの建設を開始した。同発電所は41基のタービンおよび237MWの総設備容量を有し、2024年に稼働予定である。

ブラジルの子会社はまた、バイア州におけるセラ・ダス・アルマ風力発電所プロジェクトの契約も獲得し、2023年に建設が開始する予定である。

米国

EDF Renewablesは、テキサス州において、393MWの総設備容量を有するキング・クリーク１および２の２つの新規の風力発電所を稼働させた。

インド

EDF Renewablesは、カルナータカ州において、300MWの風力発電所プロジェクトのSECIXIIを獲得した。

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）の建設を完了した。EDF Renewablesはまた、コウディア風力発電所のリパワリングも開始し、稼働は2024年の予定である。

英国

英国におけるEDF Renewablesの２つのプロジェクト（ダンフリーズ・アンド・ガロウェイ州のストラノック風力発電所およびルイス島のストーノウェイ風力発電所）は、それぞれ差額決済契約（CfD）を獲得した。これらの陸上風力発電所は、合わせて低炭素電力300MWを供給することになり、それぞれ2025年および2027年に稼働する予定である。

洋上風力発電

EDF Renewablesの開発において、洋上風力発電は得意とする分野となっている。同社は、洋上風力発電市場において既に事業を展開しており、約19GW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、ベルギー、英国、フランス、アイルランド、最近では中国および米国においてその存在が認められている。パートナーとともに、同社は合計約1.5GWのプロジェクトを建設している。

フランス

EDF Renewablesは、洋上風力発電の主導者であり、2011年以降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（サンナゼール洋上風力発電所、フェカン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。パートナーシップの取決めにより、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 Inc.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 Inc.と提携している。2019年９月に開始されたサンナゼールの風力発電所の建設は、2021年および2022年も洋上工事が継続された。フランス初の洋上風力発電所は、2022年11月下旬に稼働した（*EDF Renewablesの2022年11月23日付プレスリリース「EDF Renewables、Enbridgeおよび CPP Investmentsはフランス初の洋上風力プロジェクトであるサンナゼールの完全稼働の開始を発表」を参照。*）。

・フェカン洋上風力発電所は、2020年から建設中である。変電所および71個の基礎が2022年夏に洋上に設置された。2022年後半現在、タービン間のケーブルが設置されている。最初の風力タービンは、2023年春までに設置される予定である。同風力発電所は、2023年末までに完全稼働が見込まれている。

・クルル・シュル・メール洋上風力発電所の建設が2021年２月に開始された。10基のタービンについて、2022年に再生可能なタービン翼の発注があった（*EDF Renewablesの2022年８月20日付プレスリリース「カルヴァドス洋上風力発電所向けの再生可能なタービン翼－フランス初」を参照。*）。同風力発電所および電力網の接続は、現在完了しつつある。同風力発電所は、2025年に稼働する予定である。

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。建設は2022年も継続し、浮体式プラットフォームの組み立てが行われた（*EDF Renewables*

の2022年５月17日付プレスリリース「EDF RewnewablesおよびEnbridge Eolien France ２はプロヴァンス・グランド・ラージのパイロット・プロジェクトの建設を継続し、浮体式風力発電の分野における抱負を確認」を参照。）。同風力発電所の洋上での設置は、2023年度上半期に予定されている。同発電所は、2023年末の稼働が見込まれている。

2019年６月、EDF Renewables、Innogy（現RWE）およびEnbridgeにより構成されるコンソーシアムは、約600MWの設備容量を有するダンケルクのプロジェクトを落札した。2021年、プロジェクトからのRWEの撤退を受け、EDF RenewablesおよびEnbridgeの両社はプロジェクトへの出資を増加し、現在では両社が50%を保有している。2020年度第４四半期に特別公開討議委員会により開催された公開討議を経て、このコンソーシアム（将来の風力発電所の設計、建設、ならびに運営および維持管理を担当）およびRTE（電気接続を担当）は、プロジェクトの協議段階を継続している。同風力発電所の稼働は、2028年に予定されている。

2021年、EDF Renewablesは、政府により立ち上げられたノルマンディーにおける洋上風力発電プロジェクトの最終選考に残った。同社はまた、３件の浮体式洋上風力発電所の最終選考にも残っており、１件はブルターニュ南部（2021年最終選考）に、残りの２件は地中海（2022年最終選考）に位置する。

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、ニュージャージー州沖（WEA（風力発電海域））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。2021年６月、ジョイント・ベンチャーは、容量1.5GWを開発するため電力購入契約（PPA）を獲得した。2022年７月、ジョイント・ベンチャーは、連邦当局が開催する入札でニューヨーク州沖の沿岸地域の1.5GWのプロジェクトの開発を落札した（*EDF Renewablesの2022年３月１日付プレスリリース「EDFは、ニューヨーク湾沿岸地域の洋上風力エネルギーの開発を獲得」を参照。*）。

英国

2022年に、EDF Renewablesは、アイルランドの電力会社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。同発電所は、2024年に稼働する予定である。

太陽光発電

EDF Renewablesは、太陽光発電の拡大を加速している。2022年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2021年末から純設備容量が603MWp（23%）増加して、6,722MWp（純設備容量は3,194MWp）となった。

EDF Renewablesは、総設備容量3,526MWp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たソーラー・プランに寄与するための方策を構築した。EDFは、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。かかる戦略は、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いている。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。EDFは、農業用太陽光発電プロジェクトの開発も検討している。

EDF Renewablesは、2022年に合計容量134.7MWの17の太陽光発電所を稼働させ、純容量264MWの太陽光発電所の建設を開始した。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、2022年末までに承認された570MWpのプロジェクトが含まれている。

EDF Renewablesは、CREの2022年の入札募集において合計容量141MWpの太陽光発電の契約を落札した。

技術イノベーションも、とりわけ以下の形で、太陽光発電の発展を促している。

・農業用太陽光発電（特定の種類の作物の上部における発電設備）の開発。2022年、EDF Renewablesは、ボルドー地域のブドウ畑の上部にヴィティソーラーというパイロット・プロジェクトを立ち上げた（*2022年２月21日付プレスリリース「EDFグループおよびそのパートナーがヴィティソーラーを立ち上げ：ボルドー地域のブドウ畑における実験的農業用太陽光発電プロジェクト」を参照。*）。

・水上太陽光発電：オート・アルプ県に位置するEDFグループの最初の水上太陽光発電所であるラゼールの建設現場は、現在最終段階に入っている。20MWpの太陽光発電所が、エリア全体の水塊の４分の３にあたる水力発電用貯水池に設置される予定である。同発電所は、2023年の稼働が見込まれている。
・工業企業による低炭素電力の使用を支援するための自家消費用の地上設置型太陽光発電。2022年、EDF Renewablesは、ガール県アラモンにおけるSanofiの工場の一部に電力を供給するため、最初の自家消費用の地上設置型太陽光発電所を立ち上げた（*EDF Renewablesの2022年４月19日付プレスリリース「EDF Renewablesが（ガール県）アラモンにおけるSanofiの工場への電力供給のため自家消費用の地上設置型太陽光発電所の建設を開始」を参照。*）。

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。2022年には19の発電所で実施された。

南アフリカ

EDF Renewablesは、Anglo Americanグループとジョイント・ベンチャー（Envusa Energy）を設立し、2023年に建設開始予定の風力発電および太陽光発電プロジェクトの600MW超相当のパイプラインを立ち上げるため、契約を締結した（*EDF Renewablesの2022年３月18日付プレスリリース「Anglo AmericanはEDF Renewablesと提携し、南アフリカ事業向けの100%再生可能エネルギーの供給を確保」を参照。*）。Envusa Energyは、2030年までに３GWから５GWの設備容量を有することを目標としている。

サウジアラビア

300MWの容量を有する南ジェッダは、EDF Renewablesのサウジアラビアにおける初の太陽光発電プロジェクトである。現在ではソーラーパネルの68%が設置され、同プロジェクトにおいて初の発電がなされた。同プロジェクトは、2023年度第２四半期に完了する予定である。

米国

カリフォルニア州の合計設備容量約310MWのマーベリック６およびマーベリック７の太陽光発電所の2021年の稼働後、EDF Renewables North Americaは、2022年にアロー・キャニオンおよびホリデー・クリーク発電所（それぞれ275MWおよび117MW）を稼働させた。

フォックス・スクワラルおよびデザート・クゥオーツァイト太陽光発電所（それぞれ753MWおよび377MW）の建設もまた2022年に開始され、合計１GW超になる。EDF RenewablesおよびAmeren Missouriはまた、設備容量200MWで2024年に稼働予定のハック・フィン太陽光発電プロジェクトにつき契約を締結したことを発表した。

アラブ首長国連邦

EDF Renewablesおよび中国企業であるJinko Power Technology Co. Ltd.で構成されるコンソーシアムは、アル・ダフラ太陽光発電所の建設を継続しており、稼働は2023年の予定である。将来の太陽光発電所は、アブダビの南35km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、世界で最も強力な太陽光発電所となり、毎年、現地の160,000世帯に相当する電力を供給する。

インド

EDF Renewablesは、EDFおよびTotal EREN（*旧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、太陽光発電事業を展開している。EDENは、北部インドのラージャスターンにおいて、SECIIII太陽光発電所（450MW）の建設を完了している。

ベトナム

EDF Renewablesは、ベトナムにおける屋上太陽光発電のデベロッパーであるSkyX Energyの持分を取得した。

イスラエル

2021年、EDF Renewablesは、屋上太陽光発電の開発について、ネタニア市の入札募集に成功した。2022年、22件のプロジェクトが送電網に接続され、さらに26件のプロジェクトが建設中である。合計で、2024年までに50MWが接続される予定である。

より一般的には、2022年、EDF Renewablesは、イスラエルにおいて、３つの水上太陽光発電所を含む総設備容量100MW超の太陽光発電所を10か所稼働させた。２つの太陽光発電所（うち、１つは水上（ブルガタ））が建設中であり、2023年に稼働する予定である（*EDF Renewablesの2022年６月８日付プレスリリース「EDF Renewablesは、イスラエルにおいて水上２か所を含む４つの太陽光発電所を稼働」を参照。*）。

英国

49.9MWの容量を有するサットン・ブリッジ太陽光発電所は、現在建設中である。これは、EDF Renewablesの英国における初の大規模太陽光発電プロジェクトである（*EDF Renewablesの2022年４月28日付プレスリリース「サットン・ブリッジにおいて太陽光発電所の建設が開始」（edf-re.uk）を参照。*）。同子会社はまた、49.9MWの容量を有するノーフォーク州のブロイズ・グローブ太陽光発電所を開発するため、Network Railと契約を締結した。これはNetwork Railの年間電力利用量の約15%をカバーすることになる。同プロジェクトは、英国におけるけん引動力を供給するためのNetwork RailおよびEDFグループ間の既存のパートナーシップの一部を構成する。

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、2022年12月末現在、９か国にわたって1,000人超の専門家、エンジニアおよび技術者を擁して17.4GW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超を管理している。欧州およびその他の国々におけるこの業務は、2022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）およびサンディエゴ（カリフォルニア州）の２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。

EDF Renewablesは、ベルギー、ギリシャ、英国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、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。2022年に、EDF Renewablesは、フランスにおいて２つ目の洋上風力発電の運営および維持管理センターをフェカンに開設した（サンナゼールにある初のセンターは、2021年に始動した。）。2023年には、約100人の維持管理の技術者が、将来のフェカン洋上風力発電所の運営に従事する予定である。

2022年11月、EDF Renewablesは、洋上風力発電所の運営および維持管理に特化する子会社である、エムデンのOffshore Wind Solutions GmbH（OWS）というドイツの会社を売却した。

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。60,000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。住宅用の市場では、EDF ENRはフランスの全自家消費施設の約25%を担っている。企業向けの市場では、かかる提案は、「*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。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、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、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、複数の取得およびパートナーシップの締結が、この事業の発展に貢献してきた（2016年におけるGlobal Resources Options, Inc.（groSolar）の取得および2018年におけるEnterSolarとのパートナーシップ）。

2019年に北米において、EDF Renewables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は、充電技術の分野における草分け的企業である。

北米において、EDF Renewablesは、2018年にEnterSolarとの戦略的パートナーシップを締結し、同社における50%の株式持分を取得した。2021年、EDF Renewablesは、EnterSolarの残りの50%の持分を取得し、PowerFlexブランドにおけるすべての分散型の「ビハインド・ザ・メーター」事業を統合した。企業用および産業用のエネルギー・ソリューションをバンドリングすることで、PowerFlexは、現地での太陽光発電、蓄電池貯蔵、電気自動車の充電、マイクロ送電網およびエネルギー管理システムの単独またはセットでのパッケージを顧客に提供することが可能となる。

2022年12月、PowerFlexは、Manulife Investment Managementによる100百万米ドルの投資を発表し、Manulife Investment Managementは少数株主として取締役会に加わった（*PowerFlexの2022年12月13日付プレスリリース「PowerFlexは、Manulife Investment Managementから100百万米ドルの投資を受ける」(Powerflex.com)を参照。*）。現在、PowerFlexは、米国における企業向け太陽光発電の最大のデベロッパーおよび設置会社の１つであり、400MW超を稼働させている。同社は、約10,000の充電スタンドを展開し、運営している。

貯蔵部門

EDF Renewablesは、2018年に当グループが開始した貯蔵計画に貢献している。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、フランスおよび南アフリカにおいて革新的な貯蔵システムを開発している。

また、EDF Renewablesは、遠隔地（砂漠、島）の現地の送電網に接続された蓄電池貯蔵システムを備えた太陽光発電プロジェクトからなる新しいマイクロ送電網事業も開始した。

南アフリカ

2021年９月、EDF RenewablesおよびそのパートナーであるPerpetua Holdingは、南アフリカの革新的なプロジェクトを獲得した。このプロジェクトは、太陽光発電、風力発電および蓄電池貯蔵の技術が統合されたものである。ウモイランガと名付けられたこのプロジェクトは、77MWの風力発電所および138MWの太陽光発電所から構成され、それぞれに電池システムが搭載されている。

米国

EDF Renewablesは、太陽光発電プロジェクトに関連する貯蔵システムを開発中および建設中である。

2022年、EDF Renewables North Americaは、マーベリック６（50MW）およびビッグ・ボウ（40MW）の２つの二次電池電力貯蔵システム（BESS）を稼働させた。合計で、同子会社は、合計容量125MWの３つのプロジェクトを導入している。

2021年６月、EDF Renewables North Americaは、３件の太陽光発電プロジェクトについて、ニューヨーク州エネルギー研究開発局（NYSERDA）との３つの長期契約を獲得した。これらの太陽光発電および貯蔵プロジェクトは、総容量１ギガワット（GW）に相当する。

英国

新興企業のPivot Power（*オックスフォード市議会、Fastned、Tesla SuperchargersおよびWeneaとの協働*）を通じて、EDF Renewablesは、2022年７月に欧州で最も強力な自動車用充電スタンドである、エネルギー・スーパーハブ・オックスフォードを開設した。このプロジェクトは、Pivot Powerが開発する、交通網に接続されている蓄電池および電力インフラをつないで電気自動車を充電する、エネルギー・スーパーハブの全国ネットワークの一部である。その目的は、再生可能エネルギーの使用を奨励し、輸送の脱炭素化を加速させることである。初めに、そのハブは自動車42台に急速充電を提供する予定である。

2022年８月に、EDF Renewables UKは、エネルギー・スーパーハブ・コベントリーに新規の50MW／100MWhの蓄電池施設の建設を開始し、100,000の世帯に２時間電力を供給することができる。かかる蓄電池は、2023年に使用可能になる予定である。

EDF Renewablesの子会社であるPivot Powerは、2022年３月にサンドン（ルートン）およびコーンウォール州のインディアン・クィーンズにおいて２つの新規の蓄電池貯蔵施設を建設する許可を得た。サンドンにおける50MW／100MWhのリチウムイオン電池貯蔵施設の建設は、2023年前半に開始する予定であり、送電網には同年末までに接続される計画である（*2022年３月17日付プレスリリース「Pivot Powerは、ルートンおよびコーンウォール州における、よりスマートなエネルギー供給網をスーパーチャージする２つの新規蓄電池貯蔵用地の計画の承認を発表」を参照。*）。

② フランスにおける販売および供給事業

EDFは、ガス供給および電力供給に加え、幅広いサービスおよびエネルギー・ソリューションを提供することによって、顧客に寄り添っている。EDFは、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ことによって、顧客から信頼されるパートナーであることを目指している。

29.1百万名 フランスにおける顧客数(1)	231.6TWh 2022年の電力販売量(2)	40.5TWh 2022年のガス販売量(3)

(1) EDFの顧客部門＋Électricité de Strasbourg：電力は26.7百万名、ガスは2.4百万名。

(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。

(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。

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。

2022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、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。

2021年11月の申込手続では、2022年の配電に係る代替供給業者からの需要は、ARENHによる配電量100TWhに対して160.33TWhに達した。2022年１月13日、電力価格の上昇を背景に、フランス政府は、2022年におけるARENHの配電量を20TWh追加配分し、その価格は46.2ユーロ／MWhとすることを発表した。

2022年11月の申込手続では、代替供給業者からの需要は、2023年のARENHによる配電量に対して148.30TWhに達した。

2022年には、一部の代替供給業者が自主的に市場から撤退または商業サービスの範囲を縮小し、また裁判所の命令によって清算された代替供給業者もあった。このような環境の中、EDFはすべての顧客セグメントにおいて市場シェアを取り戻した。

「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（ARENH)」および「第３ ２（２）① 市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」も参照。

規制上の通知

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、地方配電会社に提供される電力の規制販売料金および振替料金の変更に関する妥当な提案を提出する責任を負っている。

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日付憲法付則第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、一般的な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。

(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（旧「青色」料金）に関する法規制の枠組みの変更および当年度の料金改定の詳細については、2022年12月31日に終了した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施行以降、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。
・住宅用最終顧客（個人事業主および単一の建物の共同所有者組合を含む。）：これらの顧客は、36kVA以下の契約に加入している敷地に関して、規制販売料金を利用することができる。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、エネルギーおよび気候法の規定に従い、2020年12月31日より規制料金の恩恵を受けられなくなった。
・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。

(ハ) 電力供給契約

フランスでは、規制販売料金の適用対象となっている住宅用顧客および非住宅用顧客は、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顧客の満足度について監視する。その目的は、改善を続けることで配電業者と連携することにある。

(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、住宅用消費者、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EDFの子会社であるDalkia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、その８つの地域コマーシャル部門および主要会計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の分野における継続的なイノベーション

2021年、EDFはエネルギー供給業者として初めて、フランス・カスタマー・リレーションズ協会（*Association française de la relation client*（AFRC））およびプロ・フランス協会が創設した「*Relation Client France*」（フランス・カスタマー・

リレーションズ）の認証を取得した。この認証は、すべての顧客サービスをフランス国内で行うことを選択し、地域統合、トレーニングおよび包括性の分野におけるイニシアチブを通じて地域社会の雇用創出に尽力するフランスの企業を認定するものである。

(イ) 顧客の種類別の業務

(ａ) 住宅用顧客

住宅用顧客の満足および信頼は、EDFにとっての優先事項である。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。EDFは、フランスの企業の中でも特に知名度の高い企業の１つである。ブランドイメージ調査では、３人中２人の顧客がエネルギー消費管理に関するサポートについてEDFを信頼していることが分かった。2022年５月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書によると、EDFは苦情の発生率が最も低い企業の１つであった。顧客サービスは、人手によるもの（フランスに所在し、電話もしくはチャットにより連絡可能なアドバイザーを通じて提供される。）とデジタル（オンライン顧客口座へのアクセス、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）との両方で提供されている。

エネルギーの提供

電力の供給

EDFは、規制販売料金で電力を供給し、かつ、顧客の期待および消費プロファイルに合った市場価格の電力ソリューションも幅広く提供している。当該ソリューションは、以下の２種類を中心に構成されている。

・「グリーン・エレクトリック（Green Electric）」シリーズ（「グリーン・エレクトリック」、「グリーン・エレクトリック・ウィークエンド（Green Electric Weekend）」、「グリーン・エレクトリック・オート（Green Electric Auto）」および「グリーン・エレクトリック・リージョナル（Green Electric Regional）」）では、発電源証明書により、顧客の消費の範囲内で、再生可能エネルギーの発電資源に融資し、支援することが可能となっている。2022年において、「グリーン・エレクトリック・リージョナル」ソリューションに、グラン・テスト地域圏およびオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地域圏という２つの地域が新たに追加され、当該ソリューションはより充実したものとなった。また、このサービスは、AFNOR（フランス規格協会）の審査により、フランス環境エネルギー管理庁／環境エネルギー管理庁の「グリーンボルト・コミッテッド・チョイス（GreenVolt Committed Choice）」のラベルを獲得している。

・「『禅』エレクトリック（Zen Electric）」シリーズ（「『禅』ウィークエンド（Zen Weekend）」および「『禅』ウィークエンド・プラス（Zen Weekend Plus）」）では、顧客が、自身の消費プロファイルおよびライフスタイルに合った供給ソリューションを利用することができる。

ガスの供給

EDFは、幅広いガス市場サービスを提供している。EDFは、顧客が消費量、ひいては二酸化炭素排出量を管理し、削減することができるようサポートしている。「ガス・アドバンテージ（Gas Advantage）」の提供は、４年の期間について１kWh当たりの固定価格（*VAT控除前*）に基づいている。「サステナブル・ガス・アドバンテージ（Sustainable Gas Advantage）」では、「ガス・アドバンテージ」ソリューションの特性に加え、部分的なカーボン・オフセットが可能となっている。「コネクテッド・ガス・アドバンテージ（Connected Gas Advantage）」では、顧客は、スマート・サーモスタットを購入することで、暖房を遠隔管理することができる。ガスの規制料金に連動する新たなソリューション「オプティマイズド・ガス・アドバンテージ（Optimised Gas Advantage）」の提供が開始され、顧客が値上げ上限の恩恵を受けられるようになった。

EDFは、子会社、特にIZI SolutionsおよびIZI Confortによるサポートを受けて、ガス・ボイラーに代わるヒートポンプの設置を推進し、そのレゾンデートルに沿った各用途の電化を進めている。

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ている。その目的は、「*Mes Éco et Moi*」（省エネと私）（*ウェブサイトの顧客用エリアおよび「EDF et Moi」のアプリケーションを通じて入手することができる。*）のデジタル・ソリューションを利用した省エネの実施を奨励することである。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、請求書において平均10%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 et Moi*」（EDFと私）のアプリケーションは、2022年には170百万アクセスを記録し、さらなる成功を収めた。

2022年には、EDFはAXAと提携し、支援サービスの範囲を一新した。「*Assistance Dépannage*」（修理支援）と称されるこのサービスは、５段階のサービスレベルにより、顧客に迅速な修理ソリューションを提供する。EDFはまた、AXAと提携し、料金

支払保険も提供している。このサービスは、2021年に「*Assurénergie+*」制度により再構築され、改善された。人身傷害の場合、顧客は最長１年間、保険契約時のエネルギー料金の見積月額と同額の補償を、契約上の支払限度額の範囲内で受けることができる。さらに、顧客は、日常生活を円滑にするために、各人の状況に応じた個人的な支援サービスを受けることができる。

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、エネルギー改修および電気モビリティの事業者として台頭した。「第２ ３（２）⑥（ｉ）(ニ) 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*」（暖房装置補助）（*当該イニシアチブは政府によって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、「*Mon chauffage durable*」というサービスを開始した。このサービスは、老朽化した二酸化炭素排出量の多い暖房装置を、ヒートポンプ等のより効率的な代替品に置き換えるための資金を提供するものである。2022年３月以降、EDFはパートナーを通じて、総合改修を後押しする新たなサービスも提供している。当該ソリューションは、個々の工事を連続して行うのではなく、パッケージ化された工事を優先して実施することで、住宅内のすべてのエネルギー・システムを改修する世帯を支援するものである。

2020年以降、EDFは、「Check」というアプリケーションによる顧客の引越しに関するサポート・サービスを提供している。Checkは、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る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、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。

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」により、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、スマート・オブジェクトの共同開発、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ている。

クラウドファンディング（*Crowdfunding*）の利用を拡大するため、EDFは、2021年に、認定されたクラウドファンディング機関と提携して、エネルギー移行のためのクラウドファンディングに特化したインターネットポータルを開設した。当該ポータルはフランス国内の当グループによりサポートされており、「EDF Pulse&You」プラットフォームからアクセス可能である。

省エネ証書（CEE）の獲得

規制上の通知

2006年に導入された省エネ証書（CEE）制度は、義務の合計目標を2,133TWhpとした第４期（2018年－2021年）の後、2022年１月１日に当該制度の第５期が実施されたことにより更新された。

CEEの第５期（2022年－2025年）は、制度の効率化（補助金の大幅な削減、申請前の業務の確認、住宅の総合改修への注力および国家CEEプログラムの改善等）ならびにエネルギー貧困が深刻な世帯に利益をもたらすことを目的とした制度の改善（貧困要件の引上げ、エネルギー貧困が深刻な世帯への対象範囲の限定および貧困ペナルティの20ユーロ／MWhpへの引上げ等）を行う一方、炭素集約型エネルギーの供給業者に対し追加的な義務を課している。当該期間に係る国民の義務は2,500TWhpに設定され、うち730TWhpが「貧困」に関する義務である。後者は、第４期の数値と比較して大幅に増加している。

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、住宅用顧客の省エネを促している。EDFは、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修を促進している。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（*有効なCEE規制の厳格な要件を満たし、かつ、要求される補足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。当該方針に基づき、2021年末、EDFは、年間を通じていかなる時も電力供給を停止しないことを決定し、料金の未払いがある住宅用顧客を支援することを約束した。この措置の下、EDFは、冬の猶予期間（*11月１日から３月31日の冬の猶予期間中、電力供給業者は、料金の未払いを理由に主要な居住地への電力供給を停止してはならない（社会扶助家族法第L.115-3条および2008年８月13日付命令第2008-780号を改正する2014年２月27日付命令第2014-274号）。*）以外の期間において、規制上の義務を超え、電力供給の停止を１kVAの電力制限に置き換えている。当該措置は、住宅への電力供給を制限することが物理的または技術的に不可能である場合には適用されない。

エネルギー節減

2022年夏以降、政府は、フランスのエネルギー事情を受けて、各エネルギー会社にエネルギー節減政策を本格的に展開するための取組みを実施するよう要請した。この政策は、EDFのレゾンデートルと完全に一致するものであるため、EDFは大規模な節電計画を実施し、2022年10月10日の記者会見で当該計画を発表した。当該計画は、住宅用市場に関する以下の３つの行動指針を中心に構成されている。

・年度始めから、３つの有益な行動（すなわち「下げよう、切ろう、遅らせよう」）に対する意識向上政策に基づくリレーションシップ・マーケティングおよび広告キャンペーンを展開すること（*https://particulier.edf.fr/fr/accueil/economies-energie/gestes-utiles.html*）
・負荷制限サービスを再開し、TEMPO規制販売料金オプションの利用顧客数を増加させること
・顧客がエネルギー消費量を削減し、より賢く消費できるようサポートすること

EDFは2022年末に50百万通を超える電子メールおよび手紙を送付し、その結果、顧客からの要望が急増した。約1,500人の顧客サービス・スタッフが、顧客の要望に対するアドバイスを行い、またその要望に応えるために、これらのテーマ、特にTEMPOに関する特別研修を受けた。

EDFは、節電が顧客の生活習慣に定着することを望み、市場価格のソリューションを選択した顧客を対象にした節電チャレンジ等、新たなシステムおよびソリューションを開発した（*2022年12月13日付プレスリリース「EDFが市場サービスを利用する個人顧客に向けたエネルギー節減チャレンジを開始」を参照。*）。このチャレンジは、2022年12月に開始されたもので、顧客が率先して消費量を管理することを推奨している。2022年から2023年にかけての冬に前年の冬と比較して電力消費量を10%削減した顧客は、環境配慮型のギフトカードを受け取るか、当該報酬をアベ・ピエール財団に譲渡することができる（譲渡する場合は、EDFが100%のマッチング寄付を行う。）。

（ｂ） 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が、カーボン・ニュートラルという国家目標と併せて、持続可能なパフォーマンス、競争力および炭素強度の削減に関する目標を達成できるようサポートしている。EDFは、電気・ガスの供給だけでなく、様々なサービスも提案している。

EDFのサービス

EDFは、管理サービスおよびエコ習慣に関するアドバイスと組み合わせた簡易な電気・ガスの供給契約を提案している。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。さらに、EDFは、個別のサービスおよび電力負荷の軽減を達成した顧客への報酬を提供することにより、消費量の多い顧客を支援している。

EDFは、ソリューションの提案を通じて、顧客が消費量を最適化し、送電網への負荷が少ない時間帯に消費を移行できるよう働きかけている。例えば、ピーク時とオフ・ピーク時、また夏と冬とで異なる料金を提案している。EDFは、企業用顧客向けに、午後８時以降の夜間ならびに週末および祝日には低価格で電力を供給する革新的なソリューションも提供している。

EDFは、すべての電気およびガス顧客ならびに大規模および小規模の企業用顧客に向けた幅広いソリューションおよびサービスを提供している。かかるソリューションおよびサービスは、例えば、消費量に関するオンライン相談、請求書のペーパーレス化、故障時のサポートおよびアドバイス（エネルギー節減への参加、契約中の電力の最適化、エネルギー監査およびアドバイス、ISO 50001認証取得の支援等）といった形で行われている。これらのサービスは、特に、エネルギー管理システムの導入を希望する顧客を対象としている。

さらに、EDFは、顧客の屋内用電気設備の安全性を確保するため、電気工事サービスを提供している。

EDFは、顧客の料金の最適化、エネルギー効率の向上および二酸化炭素排出量の削減に係る目標達成をサポートするソリューションを導入している。当該ソリューションは主に以下のとおりである。

・EDFは、すべての顧客に対して、また自社の全商品に関して、顧客の消費量に見合う量の再生可能エネルギー源による電力を送電網に注入することを保証するオプションを提供している。EDFは、エネルギー移行に関する顧客の貢献について当該顧客自身の顧客への情報開示を容易にしている。
・EDFは、子会社であるAgregioとともに、大口顧客向けに、再生可能エネルギー源による電力の発電施設を利用したPPA（電力購入契約）型のソリューションを構築している。
・EDFは、子会社であるEDF ENRと連携して、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を提案している。EDFはまた、自家消費操業を行う顧客がその特性に応じた電力供給を補完するための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によりイノベーションを進めている。

EDFは、子会社であるIZIVIAと連携して、顧客の電気モビリティ計画を支援している。EDFは、充電スタンド設備のサイズに関するアドバイスおよび関連サービスを提供している。EDFはまた、自動車の製造業者および自動車業界の大手企業とのパートナーシップも構築している。

省エネ証書（CEE）の獲得

EDFは、以下の取組みを実施し、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。

・産業プロセスのエネルギー効率化および二酸化炭素排出量の削減
・共同施設および第三次産業用施設のエネルギー・システムの改修、断熱化および維持管理

EDFは、社会住宅家主による住宅改修および入居者のエコ習慣への意識向上をサポートすることで、燃料不足対策に関与している。

さらに、EDFは、CEEプログラムに資金提供することにより、主に以下の取組みに関与している。

・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ること
・産業事業者および中小企業のエネルギー需要を管理するために、情報および研修を提供し、技術革新の発展に貢献すること

EDFはまた、補助金を通じてエネルギー改修に貢献している（*フランス建築・住宅法第L.312-7条を参照*。）。

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、EDF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。

顧客満足度の測定システムは、顧客関係のあらゆる段階で実施されるだけでなく、EDFと接触していない顧客との関係でも実施される。その目的は、エネルギー供給サービス、情報およびサポートの分野における顧客の期待値を測定し、必要に応じて行動計画を設定することにある。これらの取組みの結果、過去５年間にわたって、ほとんどすべてのセグメントで顧客満足度が大幅に上昇した。

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

EDFは、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、以下の分野においても事業を行っている。

・エネルギー問題に対応した、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の分野におけるサービスの開発
・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

2022年において、顧客の全体的な満足度は依然として高く、10人中９人超の顧客が「満足」または「とても満足」と回答した。

エネルギー消費量の管理に関して、地方自治体との間で合意書が締結された。かかる合意書は、エネルギー移行および再生可能エネルギーの分野において、地方自治体が具体的なイニシアチブをとることができるよう支援することを目的としている。社会住宅家主向けの支援システムは、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。2022年において、232,071の社会住宅がエネルギー改修についての支援を受けた。

(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グループは、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することにより、地方の開発における利害関係者のニーズに応えている。その目的は、当該利害関係者のエネルギー移行を支援し、その生活習慣における炭素強度を削減することにある。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おり、EDFはこれにより、大都市、大都市圏、中規模都市および農村部のニーズにより良く応じることを目指している。

EDFは、以下のことを視野に入れ、様々なコンサルタント業務を展開した。

・低炭素排出地域の設計

・資産戦略に基づく建物の改修戦略の開発
・自動車の電動化、および子会社であるIZIVIAとの充電スタンドの配置計画
・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

(ハ) 顧客データの保護

EDFの顧客データの保護（より一般的には、情報資産の保護）には細心の注意が払われている。その主たる目的は、個人データの処理を、一般データ保護規則（GDPR）に適合させることである。資産保護の面および情報システム・セキュリティの面については、毎年定期的な監査が行われている。

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よう、この件に関する情報を定期的に入手し、訓練を受けている。複雑な要求は、データ保護責任者（DPO）と共同で管理される。

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、最小の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の発電量を最適化することにより、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

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、2011年12月28日付で発効し、市場参加者および消費者が電力市場およびガス市場の統合性を信頼できるようにすることを目的としている。

エネルギー卸売市場における統合性および透明性の強化により、とりわけこれらの市場において設定される価格が供給と需要の間の公正で競争性のある相互関係を反映するよう、市場の公正な公開競争が育成されなければならない。この規則はインサイダー・トレーディングおよび市場操作を禁止し、REMITの意味において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における業務の明細を提出しなければならない。

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ず、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。

さらに、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罰則を決定する。

フランスにおいて適用される規制（現在フランス・エネルギー法に規定されているもの）は、以下のとおりである。

・2013年４月15日付ブロット法第2013-312号に基づき、REMITの監視業務はCREに委ねられ、REMITの違反に対する罰則の責務は（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

EDFにおける電力の需給バランスは、当グループのリスク統制部門からの指示に従って起草され、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、すべ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「２Ａ－エネルギー市場リスク」も参照。）。

気候変動は、かかる管理に決定的な影響を及ぼす。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約2,400MW増加し（*出典：RTE*）、EDFのポートフォリオは気温の影響を受けやすい需要によるしわ寄せを受ける。さらに、流出量によっては、極端な２年間ではEDFの敷地周辺の水力発電量の差が20TWh、時にはそれ以上に達することもある。

DOAATは、RTEに関して、EDFのフランス本土における敷地周辺において「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、その調整範囲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。最適化とは、RTEに対し、需要とバランスのとれたスケジュールを提案することであり、EDFの契約上のコミットメントの供給費用を最小化し、リスクを最小化し、EDFの敷地周辺における供給の物理的なセキュリティを確保することに役立つ。

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。

・発電施設の管理業務（特に原子力発電所）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制限）
・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（iv）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。

(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（ARENH）

2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.1.1および「第２ ３（２）②（ⅰ）(イ）競争」を参照。

(iv) 容量メカニズム

2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.1を参照。

(ⅴ) 購入義務（OA）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

規制上の通知

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施設）からの電力を、購入契約により購入する義務を負っている。CREによる2014年12月16日付決議に従い、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。法律（フランス・エネルギー法第L.121-7条）に従い、当該義務から発生する追加費用は、電力市場のベンチマーク価格に基づき、EDFのために相殺される（「回避コスト」という概念である。）。2017年１月１日以降、この公共サービスの職務に係る管理費用も相殺されている。

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。当該エネルギーの管理は、EDFのポートフォリオの管理からは完全に切り離されている。長期の予測が可能な購入義務に基づく発電量（購入義務のうち「ほぼ確定的」とされる部分）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。短期（１日単位）の予測が可能な購入義務に基づく発電量（「購入義務のランダム部分」と呼ばれる。）は、EPEXスポット市場において販売されている。

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、購入義務の対象となる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。

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。

フランス・エネルギー法に規定されるとおり、RTE（独立送電運用機関（EU法に定義される。）である。）およびEnedisは、管理の独立性の規則に従って経営管理されている子会社である。

（ｉ） 送電－Electricity Transmission Network（RTE）

105,817㎞ 高圧および超高圧の電気回路	52 国際電線の数	400TWh 2022年の送電量 （天候の影響について調整後）	1,722百万ユーロ 2022年の投資額

Réseau de Transport d'Électricité（RTE）は、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ている。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、2022年末において、100,000キロメートル未満の架空電線、7,000キロメートル超の地中電線、2,900の単独または共同で運営される変電所および52の国際電線を有しており、欧州本土最大の電力網の１つとなっている。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。RTEは、エネルギー移行に責任を有する産業事業者として、将来のエネルギー選択にかかわらず発電施設を接続できるようにするため、その電力網の最適化および転換を行っている。RTEは、その専門知識を提供し、報告書を公表することで、公的機関が情報に基づく選択をすることができるよう支援している。

2022年12月31日現在、RTEは、Coentreprise de Transport d'Électricité（CTE）の企業を通じたEDFの間接的な子会社（50.1%）である。その特殊な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（*0.96%は子会社であるCNP Retraiteが保有。*）。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る８名の取締役からなり、EDFを代表する４名、CDC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は、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、５年の任期で任命される12名からなる。６名は株主であるCTEの代表、２名は国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年８月20日付政令第2014-948号第４条および第６条に従い任命され（フランス政府およびフランス政府の提案に基づき任命された取締役）、４名は従業員の代表である。

以下のその他の個人は、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
・CGEFi（*Contrôle general économique et financier*）からの監査総監
・RTEの社会・経済中央委員会（CSE-C）の委員長
・RTEのコンプライアンス監査総監
・RTEの業務執行委員会の構成員
・監査役会の事務局長

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。エネルギー省の承認を得て、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を任命する。

(ロ) RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網および電力の需給バランスを管理している。RTEは、適用ある命令により2051年まで承認された標準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。

したがって、RTEは、送電基盤を管理し、送電網へのアクセスを保証し、かつ、エネルギー・システムのバランスを確保するために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、以下の業務上の様々な課題に取り組む必要がある。

・欧州市場の統合
・発電施設の再構築の促進
・新たな公益インフラの統合への圧力を高める社会の変革
・顧客および自治体全体のニーズを満たすための工業施設の維持

電力システムの機能に関するプロスペクティブ研究の発表

RTEは、2022年９月14日以降、冬の終わりまで毎月、秋と冬の全期間における電力システムの機能に関する年次研究および予測研究について発表を行った。エネルギー危機に関連する不透明で前例のない状況の中、RTEは、当該期間における監視を強化した。「2022年－2023年秋冬の電力システムに関する見通し」と題される本研究は、継続的に更新される発電および消費のシナリオに基づいている。これらのシナリオには、とりわけ、気象予測および発電所の稼働率に関する情報が含まれている。

エコワット・システム

研究において分析されたすべてのパラメータのうち、エネルギー消費管理は、短期的に供給の安全性を向上させることを可能性にする重要な手段である。この目的のため、RTEは、毎週の電力消費量を監視するための新たなツールの提供を開始した。エコワット・システムは、事前に警告を発することで（特に大きな負荷および停電のリスクによりエコワットの緊急警告が作動した場合）、個人、企業および地方自治体が電力消費を抑えるために自身の行動を律し、適切なエコ行動をとることができるよう設計されている。

規制上の通知

RTEによる認証

フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、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。かかるプロセスは、当該団体が非規制業務に従事する企業の独立性要件を充足していることを保証することを目的としている。RTEは、2012年および（株主の変更後の）2018年１月11日にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。かかる認証は、CDCの保有株式の再編後、2020年７月２日付のCREの決定により承認された。

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、その枠組み、構造および水準を定めたCREの妥当な決定により設定されている。

TURPE６ HTBは、CREの2021年１月21日付決定により設定され、2021年４月23日付官報において公表された。TURPE６は以下の事項を決定する。

・RTEが業務遂行のために利用できる資源
・インフレおよび電力システムの管理費用に応じて毎年変更される電力網使用料金
・RTEに適用される規制枠組み（特に、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資産における財務リターン）。2021年から2024年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。2023年１月１日におけるRABは、合計15.6十億ユーロ（*金額はCREが確定する。*）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、（TURPE６料金に従い2021年以降は2.4%の負債の金利で報酬を得る）建設中の資産は除外して計算される。連結財務書類の注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」も参照。

欧州において電力の卸売価格が急激に高騰し、非常に変動しやすくなっている中、CREは、2022年において以下の２つの動きに注目した。

・１つ目は、RTEが運営するクロスボーダーの相互接続施設を利用するために電力輸出入業者が支払った利用税に関する余剰収益の存在に関するものである。規制枠組みでは、この余剰収益は電力網利用者に帰属するものと規定されており、数年にわたって電力網利用者に譲渡されることが定められている。多くの電力網利用者が市場価格の高騰により大きな影響を受けている状況下で、RTEはCREに対し、2022年に回収された余剰収益の早期かつ例外的な支払を承認するよう提案した。CREは、公開協議を経て、2022年12月８日にこの点に関する肯定的な決定を下した。2023年１月31日付の決定により設定されたこの金額（1.939十億ユーロ（*税抜き*））は、2023年２月に一括払いで譲渡された。
・２つ目は、主に、電力網の輻輳、予備電力に関する契約上の取決めおよび電圧の管理等、電力システムの管理に関連する事項における電力網利用者とRTEとの間のリスク分散に係る規則に関するものである。その目的は、電力価格が変動する中でRTEをより強固に保護するために、市場価格高騰前の水準までリスク水準を低下させることにある。CREは2022年12月１日に決定第2022-317号を公表した。これには、公共送配電網使用料金（TURPE６ HTBおよびHTA-BTE）の決定案が含まれており、フランス高等エネルギー理事会（CSE）に意見を求めるために提出された。これにより、2022年以降、RTEの輻輳費用に対するインセンティブ規制の適用が停止され、収益費用調整勘定に計上されていた調整責任企業の不良債権が、個々の案件の実績に基づき処理されることとなった。

(ａ) 送電基盤の維持管理および資産の管理

RTEは、維持管理、設備の修復または交換および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、以下のことが可能となる。

・技術方針を資産の更新に適応させること
・資源管理の最適化により、優先的に行うべき作業を絞り込み、操作を最低限必要とされるものに限定することで、状態基準保全および予知保全に取り組むこと

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等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。

また、将来的には、インフラのリアルタイム管理に特化した部署を創設することにより、フランス全土を網羅する故障解決のための優先処置が実現する見込みである。これにより、顧客およびコミュニティの停電時間を短縮することを目指している。

(b) 新規資本投資の展開および完了

エネルギー移行によって、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。

2022年には、RTEの合計投資額は1,722百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。CREの承認のために提出されたRTEの2023年の投資プログラムは、総額1,880.8百万ユーロであった。

2022年の主要な投資は、以下のとおりであった。

・フランス・イタリア間の直接電流リンクの相互接続「サヴォワ－ピエモンテ」の敷設の継続および2022年11月５日に稼働開始した初のHVDC（直流高電圧）リンク。２つ目のHVDCリンクは、2023年半ばに稼働開始する予定である。
・サンナゼールにおけるフランス初の洋上風力発電所（設備容量480MW）の稼働開始
・フェカン、サン・ブリュー、クルル・シュル・メール、ノワールムティエおよびディエップ・ル・トレポール洋上風力発電所の連系工事の継続
・ベルギーとの国境（アヴラン－アフェルヘム・リンク）およびスペインとの国境（アルジア－エルナニ・リンク）における交換容量の拡大
・2024年パリオリンピックに向けたインフラ整備を支援する目的で2023年に実施されたマイクロトンネル機による2.5㎞のトンネル建設およびヴィルヌーヴ・ラ・ガレンヌの地方主導による電線埋設工事（MESIL）の継続
・オクシタニア北部への電力供給を確保しつつ、再生可能エネルギーの導入を可能にするための南アヴェロン発電所の建設の継続
・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

2022年－2026年の投資予測

2022年から2026年の期間において、RTEは、電力網の開発に係る10年計画（*Schéma décennal de développement du réseau*またはSDDR）に示される推移に従い、その投資プログラムの継続的な増加（４年間で＋43%）を計画している。かかるプログラムは、送電網の拡大および交換に対する大規模な投資の継続ならびにITシステムおよび不動産ポートフォリオの拡大および刷新を特徴としており、以下を目標としている。

・欧州の気候目標の達成に貢献すること
・主に炭素強度の削減を進めている産業の接続を変更することにより、エネルギー移行を支援すること
・将来の送電網を開発すること（洋上発電を含む。）
・相互接続により、欧州の電力システムの統合を促進すること

かかるプログラムは、主に以下に関連している。

・50年代にフランスの家庭で電気が普及した際に構築された「生活に必要な電力網」の再構築・修復を目的とした、老朽化した電力網の近代化。RTEの「電力網」資産はピラミッド型に老朽化が進んでいるため、交換に係る投資は今後10年間の後半において引き続き増加する見込みである。例えば、毎年交換される架空送電線の長さは、今後10年間において４倍になる見込みである。
・具体化（サン・ブリュー風力発電所およびフェカン風力発電所が2023年に稼働開始予定である。）および大幅に増加（複数年エネルギー計画の一環として、現在、AO4からAO8までの風力発電所の入札募集が定められている。）している洋上風力発電所の接続プロジェクトを伴う洋上電力網の開発。
・再生可能エネルギーの送電網への接続に関する地域制度（S3REnR）の進展を通じた、炭素強度の低い新たな発電資源の接続。2022年末時点で、約54GWの新規容量が再生可能エネルギーによる発電のために確保されており、うち約40%は、既にRTEとの間で接続が契約上合意されたプロジェクトの一部である。

(c) 電力システムの運営

電力システムおよび市場メカニズムの管理（相互接続の管理を含む。）の運営方法、ならびに欧州電力網の調整は、欧州の法令および規制文書（電力網に関する規約、クリーン・エネルギー・パッケージ等）に従って組織されている。

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ている。RTEは、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、リアルタイムで需給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考慮して、欧州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（特に再生可能エネルギー等）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

規制文書では、調整された枠組みの中で、また両者間の補完的かつ強固な供給条件を実施することによって、調整センター（*このうち、技術調整センターであるCoresoは、９つの送電系統事業者（RTE、ELIA、NGSO、EirGRID、Soni、50hz、TERNA、REEおよびREN）からなる。*）が送電系統事業者に提供するサービスについても定義されている。最初の５つのサービスは、完全な実施が保留されているが、共有電力網モデルの設計、容量計算、セキュリティ分析、設備撤去の調整および需要と供給の一致度の評価に関するものである。クリーン・エネルギー・パッケージには、16の追加サービス（例えば、事後分析、地域の予備力の規模の決定、研修等）のリストが含まれている。電力網事業者と調整センターは現在、2022年半ばに開始したそれらのサービスの漸進的な実施に向けて、標準的な方法論を設計している。

(ハ) 2022年エネルギー・レポート

フランスにおいて、2022年末の調整済み電力消費量（*基準気温に基づき観測された電力消費量であり、うるう年につき２月29日に関しては含まれない。*）（コルシカ島を含む。）は、459TWhとなった（*出典：「2023年電力報告書」*）。これは、2021年の合計468TWhと比較して1.7%の減少である。この減少は、特に下半期において顕著であり、すべての部門に関連している。非強制的なエネルギー節制と強制的な経済的制約のそれぞれの寄与を区別することは困難であるが、省エネを支持する国家の動員は重要な役割を果たしてきた。2022年において、フランスの取引高は久々にプラスとなり、輸入バランスは16.5TWhとなった。

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。2022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２分19秒であり（CREが設定した目標は２分48秒）、供給停止頻度は0.354であった（CREが設定した目標は0.46）。

(ⅱ) 配電－Enedis

38.1百万 顧客数	1.4百万km 電力網	4,415百万ユーロ 2022年の投資額	39,208人 従業員数	386件 委託契約数

配電網事業者としてのEnedisの主な職務は、公共配電網の運用および拡張を行うことである。Enedisは、常に電力網の安全性を保証しかつ電力流量のバランスを監視している。Enedisは現在、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。

2022年、Enedisは、38.1百万超の顧客（配電地点）に対して電力を供給した。Enedisはフランス本土において、約1.4百万キロメートルの電力網を通じて、634,700か所を超える発電施設からの電力の供給を可能にした。

2022年12月31日現在、Enedisが委託を受けている配電網の構成の概要は以下のとおりであった。

・20,000ボルトのA型高圧（HVA）線664,447キロメートル
・400ボルトの低圧（LV）線736,976キロメートル
・2,246個のHVB／HVA変電所
・806,610個のHVA／LV変電所

配電網の機能には電力損失が伴う。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。

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、2,223百万ユーロであった。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の利用権は、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により行使される。Enedisは市場価格がARENHの価格を上回る場合にARENHの利用権を行使する。

(イ) Enedisの組織

EU指令に従い、電力網事業者に対し拘束力を有する電力網の公平な利用および管理の独立性に関する規則に準拠するために、当該電力網事業者は、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。配電網管理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、当該配電網管理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）は配電網管理者を子会社化した。ERDFは、2008年に設立され、2016年６月１日にその名称をEnedisに変更した。また、CREが推奨するとおり、この新名称によって当該電力網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

EnedisおよびGRDFは、法的枠組みに従い、「経常的サービス」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。）。

・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
・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に従い、また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。
・2022年、業務執行委員会は５名の構成員からなり、監督役会の監督の下、フランス・エネルギー法およびEnedisの定款により定められた制限の範囲内でその業務を遂行している。

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。
・公共配電に係る委託機関との委託契約の交渉、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、ならびに当該電力網に係る作業の管理を行う。
・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

投資の変化

2022年、Enedisは4,415百万ユーロを投資した。その内訳は以下のとおりである。

・2,266百万ユーロは（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た。
・1,618百万ユーロはサービスの質、電力網の防護性ならびに安全性および環境保全のために割り当てられた。
・531百万ユーロは情報システム、遠隔通信および運用資源（自動車、機械、不動産等）に投資された。

接続への投資は、需要の急増および価格上昇により2015年以来の最高水準となっている。顧客側では、これは一戸建て住宅および集合住宅ならびに電気自動車の充電スタンドに牽引されている。電力業者側では、これはエネルギー移行ならびに再生可能エネルギー（風力および太陽光）の成長に係る影響の結果である。

さらに2022年、委託機関が745百万ユーロを投資した。

これにより、2022年におけるフランス本土のEnedisの操業の範囲内での配電網への投資額は、合計で約5,160百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年
接続および強化	2,266	1,856
規制上、安全上および配電事業者としての義務	529	499
作業設備および運用資源	531	458
電力網の近代化(1)	1,089	1,565
Enedisの投資合計	**4,415**	**4,379**
第三者および地方自治体からの割当作業(2)	**745**	**743**
電力網投資合計	**5,160**	**5,122**

(1) このうち492百万ユーロは2021年のLinkyプログラムに帰属する。2022年に開始したLinkyチェーンへの投資は、「接続および強化」または「作業設備および運用資源」として計上されている。この変更は、当該メーターの大規模な展開の完了に続くものであり、したがって、公共送配電網使用料金への特定の組込みに関するこれらの投資を追跡する必要性が終了する。

(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。2022年、当該予算は343百万ユーロとなった（2021年は332百万ユーロ）。

サービスの質

サービスの質は、Enedisの主要な目的の１つである。2022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59.5分であった。この好実績は、送電網の負担となる事象が複数あったにもかかわらず、公共送配電網使用料金の一部であるインセンティブ規制により設定された62分の目標を遵守している。年初には数回の暴風があった（ユーニス、フランクリンおよびディエゴ）。その後、夏は数回の荒天（架空電線に影響を与えた。）および数回の予期せぬ熱波（埋設電線に影響を与えた。）が特徴的であった。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）を利用している。このシステムにより、顧客への電力復旧を可能な限り迅速に行うために、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・運搬することが可能となる。2022年、FIREはEnedisの管理する電力網において４度にわたり動員された。また、EDF IESの管理する電力網において２度にわたり動員された。

再生可能エネルギーの開発

2022年中、Enedisによる電力網への新たな接続施設、特に太陽光発電施設の数が大幅に増加した。これにより、総発電量2,400MW（2021年は2,539MW）の97,740か所の新たな太陽光発電施設が接続された（2021年は60,651か所）。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、1,219MWが2022年に配電網に接続された（2021年は1,008MW）。

2022年末現在、合計約31.4GWの太陽光発電および風力発電がEnedisの送電網に接続された。その内訳はそれぞれ太陽光発電所が14.1GW、風力発電が17.3GW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（2.6GW）、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。2022年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約37.7GWであった。

2022年の太陽光発電施設の総接続数のうち、余剰分の販売の有無にかかわらず自家消費目的で接続されている36kVA未満の低圧（*低圧*）接続の発電施設は90,547か所であり、2022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ための発電容量の開発を継続した。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内で、変電所の敷設工事を開始した。

電気モビリティの開発

輸送部門の電動化はEnedisにとって相当量の事業を生み出した。電気自動車に必要なすべての充電スタンドは、公共配電網に直接または間接的に接続されている必要がある。この送電網は、必要となる瞬時電力に求められる電力量の供給が可能である必要がある。

フランスにおいて電気自動車の販売が本格的に始まったのは2020年であり、2019年の２%から３%と比較して、新車販売の約10%を占めた。増加は2021年および2022年においても続いた。2022年末現在、路上の電気自動車の台数（*電気自動車（EV）およびプラグインハイブリッド車（PHV）*）は1,102,975台に達し、2021年末の数値と比較して46%増加した。

Enedisは、電気自動車向け充電設備（CFEV）への接続量増加に対応するため、CFEVの主要アカウントを取り扱う部門を設置した。かかる部門は、フランス全土にわたる充電スタンドの設置計画を展開する「CFEVマルチコネクター」による接続調査と作業のモニタリングの調整を担当している。

2022年末現在、高速道路委託事業者の企業および高速充電スタンドの事業者とともに設置された組織を通じて、Enedisが運営する送電網が供給する委託対象地域における332か所の高速道路のガソリンスタンドには、配電網に接続済みまたは接続過程にある高速充電インフラが設置されており、ガソリンスタンド当たりの平均電力水準は1.8MWである。

Enedisは、電気自動車充電（SDIRVE）のためのインフラ管理スキームを定義する地方自治体を支援している。2022年末現在、108のSDIRVEが開始されているか、または監督機関により承認されている。

Enedisは自社自動車の電動化に取り組んでいる。2022年末現在、保有する小型乗用車および小型商用車の26.2%、合計約18,000台が電動化されており、敷地内には5,150の充電スタンドが設置されている。

配電網管理者の市場参加者に対する活動

配電網管理者および供給業者との契約に基づき、Enedisは調整責任企業および電力供給業者と連携して事業を行っている。Enedisは、RTEが運営する調整責任企業メカニズムに情報を提供するために、各調整責任企業（2022年末現在70社）の範囲内のエネルギー流量を再構成する。Enedisは電力供給業者（2022年末現在94社）との日々の関係に責任を有しており、単一契約の顧客が電力の供給とそれに関連するサービスから利益を得られるようにしている。さらに、節制問題が重要になってきた現在のエネルギー状況の中で、（消費データにアクセスするための）Enedisと第三者の事業者間で締結した契約件数には増加が見られた。これらの契約（2022年末現在613件）は、当該情報にアクセスするための顧客の許可を得た上で、顧客の代わりに活動するエネルギー・サービスの供給業者に関するものである。

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、電力送電事業に関して得た収益が占めている。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。連結財務書類の注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。

委託

2022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386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、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。フランス都市連合は、市町村、大都市の自治体および都市を代表する。その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。

このように締結された契約は、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。この新様式が公式に導入されることで、Enedisおよび委託機関の関係の近代化および長期化が進むこととなる。

2022年12月31日現在、302の委託契約がかかる新様式に基づき締結され、更新済みまたは改定済みの、かかる新様式と類似した33の契約と合わせて、合計335の契約が近代化されている。従前の様式に基づく契約の更新を目的とする交渉は引き続き行われている。

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体法第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、その対象範囲が県全体の場合もある。

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。

法律および判例法の先例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、委託期間終了時に委託地方自治体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。かかる資産は、最初からかかる地方自治体に属していたものとみなされる。これは委託契約または法律において定められている。別段の定めがある場合を除き、委託サービスの遂行において必要不可欠とされる資産は、一般的に返還可能資産であるとみなされる。*）を構成する配電網の所有者である。

2014年２月26日付欧州議会および欧州理事会指令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、直接、すなわち公開の競争入札手続なしに締結される。

(ハ) EnedisおよびGRDFによる共同サービス

EnedisおよびGRDFの経常的サービス機能（*フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。*）は、法人格を持たない。この経常的サービスにおける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。

(ニ) 今後の課題

環境保護への移行を促進し、気候変動に応じた供給の質を保証するための野心的な投資経路

Enedisは、2022年から2040年の期間に96十億ユーロの投資を計画している。したがって、年間投資額は2022年の4.4十億ユーロから５十億ユーロ超という持続可能な数値に増額する。

これらの投資は、電気自動車充電（CFEV）と再生可能エネルギー・インフラを接続することにより、環境保護への移行の支援を可能にする。2035年に化石燃料自動車の販売が段階的に廃止され、電気自動車が標準となることで、2030年頃には投資が急増し、それに関連して集合住宅が大きな課題となる。さらに、再生可能エネルギー開発の急速な加速は、特に太陽光発電部門において継続するであろう。

同時に、Enedisは、すべてのリスクのある構造物を対象とする近代化プログラムを計画しており、不具合の生じる可能性に従って目標を定めた更新を行っている。既に開始されたプログラムは、リスクの増加が見られる環境（火災、熱波、洪水、暴風および荒天）において、供給の質の改善を継続するために追求される予定である。その目的は以下のとおりである。

・気候変動に対する電力網の耐性を向上させること（雑木林を横断する電線や風、氷または雪に晒される電線の埋設）
・含浸紙絶縁埋設電線への交換
・洪水の影響を抑え、供給の回復を加速させること

Enedisは、電気モビリティの目覚ましい成長をサポートする。

電気モビリティの成長は、2050年までの期間におけるフランスの電力消費量の増加の主な要因である。国家低炭素戦略シナリオ（SNBC）に沿ったEnedisの予測によると、2035年にフランスでは路上のプラグイン電気自動車は17百万台となり、これはその時点での小型乗用車および小型商用車の総数の40%に相当する。

（例えば、集合住宅、特に公道、ショッピングモールの駐車場、企業の駐車場および主要道路や高速道路における）これらの自動車に必要な新たな充電スタンドの接続に関連する業務量、また、この新たな使用形態の成長に合わせた配電網の適応は、Enedisにとって真の課題である。

この点に関し、Enedisでは、充電の調整、電力システムへのサービス提供のための自動車バッテリーの使用、充電と再生可能エネルギー生産の同期化、自動車、充電スタンドおよびメーターからのデータの利用等、電気モビリティにより生じる構造化の問題について多くの研究と実験を行ってきた。その目的は、電力システムおよび配電事業者の事業への影響を予測するためである。

エネルギー移行の複雑さに対処するため、配電網のデジタル革命が引き続き行われている。

分散型の間欠性電源の配電網への大量の流入と電気モビリティの急成長により、ますます詳細かつ複雑な流量の制御および管理が必要となる。

このような状況下において、また環境保護への移行という課題に対応するために、Enedisはデジタル技術に依拠し、スマート・グリッドを拡大している。これには、何百、何千ものセンサーを備えた電力網の使用、前世代スマートシステムのデジタル化の継続、運用に向けた予測モデルの拡大、ならびに（サイバー・セキュリティを含む）インフラと情報システムの監視および堅牢性の向上が含まれる。

これまで、環境保護への移行の加速を可能にするためには、スマート・グリッド技術を産業規模で展開することが不可欠となっている。主な例は、Linky双方向メーターである。2015年12月１日に開始されたLinkyメーターの大規模展開段階は、2021年12月31日に完了した。プロジェクトの最終的なコストは当初の予算よりも少なく、期限は守られ、メーター・システムは十分に機能していることから、この展開は成功を収めている。（2014年から2021年の期間の）累積投資額は、合計3,907百万ユーロに達し、34.26百万個のLinkyメーター（*実験用のメーターを含む。*）が設置されている。

2022年、顧客の要望およびメンテナンスにより、前世代のメーターとLinkyメーターの交換が続いた。約1.1百万個の新たな交換メーターおよび約0.4百か所の供給地点が新たに委託されたことにより、発電所には現在、約35.7百万個のLinkyメーターが設置されている。これは、家庭への設置率は92.1%であることを示している。CREの勧告に則した予想軌道によると、2025年末までに家庭への設置率は97.5%となる見込みである。

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、期限およびシステム・パフォーマンスの遵守に関するインセンティブ規制と合わせて資産に対する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ており、RABへのリターン率合計は10.25%となる。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。2021年12月に終了した大規模展開段階の後、2022年３月17日付決定において、CREは2022年から2024年までの期間のLinky改良型メーター・システムのパフォーマンスの監視の一環として、財務インセンティブ指標を定義した。さらに、Linkyが顧客向けの中立的な料金を維持することを保証するために設定される繰延額は2014年から2022年までの期間に係る利益のいくらかが、2023年から2030年までの期間に移行される見込みであることを意味している。この繰延額には、財務費用を補う補償金（4.6%に設定されている。）が含まれており、2030年末までにその全額が徴収される予定である。2022年12月31日現在、徴収予定の繰延額は、＋2,051百万ユーロである（この金額は、2022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対するEnedisの債権を示す金額である。）。

Enedisはまた、Linkyによって可能になるサービスを宣伝し、強化することを決定している。これは特に、供給業者による新たなサービスの開発、およびLinkyとのインターフェースが可能なスマート・デバイス（料金が安い時間帯に充電が開始される充電スタンド、充電の自動管理、脆弱顧客向け消費管理支援等）の機器製造業者による売り出しを含む。

Enedisはまた、産業規模での主要な送電網の構成要素である新たな電力源変電所の開発および立ち上げを行った。これらの電力源変電所は、迅速にオンラインに接続することができ、その設計と工場での事前組み立てにより、コストを最適化しつつ、発電機への接続時間を１年間短縮することができる。今後2035年までに建設予定の変電所の１/４がこのシステムに基づいたものとなる。

プロジェクトの立ち上げ段階からエコデザインを考慮しつつ、投資や運用インフラを高効率で最適化するためには、イノベーションが不可欠である。Enedisの送電網および事業ラインにおけるデジタル革命は、スマート・グリッドとフレンチテックの両方の分野で、イノベーション・エコシステム全体と協力して行われている。このイノベーションの方針は、あらゆる規模の研究所、大学、新興企業、協会および事業体の支援を体系的に利用している。このアプローチは、地域社会における雇用と成長の機会を示しており、これらの成果は国際的に認知される。

このように、（RTEとともに）Enedisは、スマート・グリッド部門を国際的に推進するフランスのスマート・グリッド産業の協会であるThink Smartgridsの創設に関わった。同協会は、現在100名超のメンバーを擁する。

Enedisのスマート・グリッドの結果、フランスがリード

フランスの公共配電サービスは、２年連続で世界で最もスマートな配電網管理者に指定され、スマート・グリッド指標（SGI）（*Singapore Power Groupのスマート・グリッド指標は、グリーン・エネルギー、データ分析、DER（分散型エネルギーリソース）の統合、デジタル化、サイバー・セキュリティ、顧客満足等の７つの主要な側面において事業者を比較することによって、電力網のスマートさを世界規模で測定する。比較分析では、顧客により良い価値を提供する、よりスマートな送電網を構築する成功事例の特定も行う。2022年、39か国からの94の事業者が比較された。*）で第１位となった。いくつかの基準に基づき、2022年のEnedisの総合スコアは98.2%（100%中）であり、2021年のスコアから1.8ポイント向上した。Enedisは、フランスの公共配電網を今後数年間にわたりグローバルなベンチマークとすることを目的として、その産業的、専門的および技術的な勢いを維持している。

デジタル革命の重要な側面であるデータ管理

数年のうちに、Enedisはデータの分野におけるエネルギー分野のリーダーの１つにもなる。現在、年間約500種類のデータが顧客、地方自治体および市場参加者に提供されている。Enedisは、その分野において、欧州規模のオープン・データ・プラットフォームを立ち上げた最初の企業の１つであった。Enedisはまた、フランスのすべての電力網事業者およびガス配給網事業者を統合するORE（Energy Grid Operators）Agency（*ORE Agencyは、フランスのすべての電力・ガス配給市場参加者の連合組織である。かかる組織は、ワンストップショップ方式を用いてフランスにおける配給の概要を提供し、データを無料で利用可能としている。かかる組織は、オープン・データ手法を用いて、データ可視化の形式で、フランス全土の地域におけるエネルギー移行を支援するために、複数のエネルギータイプおよび複数の配給網事業者に関する集約データを提供している。*）の設立の原動力となった。同機関は、すべての事業者に関する包括的なデータを公表している。

Enedisのデータを収集し、保護し、利用可能とする職務範囲により、Linkyプログラムと同様に、フランス国民全体向けの産業ソリューションを開発することが可能となった。このデータの利用はEnedisにとって戦略的利益である。このデータにより、Enedisが産業パフォーマンスおよび顧客に提供するサービスの質を向上させることも可能となる。さらに、これによりサイバー・セキュリティの分野において新たな重大な課題が生じ、システムおよびデータの保護の強化が必要となる。Enedisのすべての情報システムは、個々のデータ保護の規則に準拠している。この点において、Enedisはフランス個人情報保護当局（*Commission nationale informatique et libertés*またはCNIL）により規定された基準と規則に準拠している。

エコロジー移行を支援するプラスの影響をもたらす公共サービス

Enedisはフランスの電力網における主要な事業者であり、産業パフォーマンスおよび経済パフォーマンスには社交的、社会的、環境的観点から模範的な行動が不可欠であると確信している。Enedisは、2020年から2025年の期間を対象とした事業計画を構築した。これは、2020年５月に開始された、社内外の利害関係者との対話を含む画期的な実験に基づいている。

この協議を完了したことで、Enedisはその価値観と「地域におけるエコロジー移行を支援するフランスの推奨公共サービスとなる」という非公式のレゾンデートルを主張することが可能となった。

このCSR方針の目標およびコミットメントは、地球、男女および地域社会にプラスの影響をもたらす公共サービスという３つの柱で構成されている。これらは、国連が定めた17の持続可能な開発目標のうち10の目標達成に向けた取組みの一環として、15の主要な活動に分類される。

気候変動の緩和策

Enedisのコミットメントは、CSR方針において強化および明確化されており、気候および生物多様性へのあらゆる影響を緩和する目的で、以下の５つの主要な目標に集約されている。

・温室効果ガス排出量の削減および2050年までにニュートラルを達成することを目指すフランスの国家低炭素戦略への貢献
・公共電力網を適応させ、効率的なサービスを維持するための予測可能な気候変動の予想
・生物多様性に関する活動への影響の制限
・エコデザインおよびサーキュラー・エコノミーの促進
・空気、水および土壌汚染の予防

Enedisの優先的な目標は、2050年までに「カーボン・ニュートラル」に貢献することである。これは、自社の排出量（スコープ１およびスコープ２）を大幅に削減し、スコープ３の排出量を可能な限り最大限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を目指すものである。Enedisは、2025年までにすべてのスコープにおいて20%の初期の削減目標を設定している。

Enedisはまた、低炭素電力ソリューションならびにスマート・メーターおよびスマート・グリッドを用いて管理された電力消費の大規模な展開を加速させ、COP21の目標に貢献したい意向である。

Enedisは、気候に配慮した活動のほか、生物多様性の保全に関する取組みを行っている。Enedisは、国家鳥類相委員会を通じて、またフランス鳥類保護団体（*Ligue de protection des oiseaux*またはLPO）とのパートナーシップを通じて、鳥類を感電死から守るための活動を開始した。Enedisはまた、自然保護のために取り組む企業の同盟である*Entreprises Engagées pour la Nature*に参加した。

配電網の調整

気候変動への適応に関して、Enedisは、特定されているあらゆる気候リスクに対する1.4百万キロメートルの電力網の脆弱性を軽減する取組みを行っている。これは主に、高圧架空電線に関する、電線の特定の部分の改良および埋設を含む。

さらに、電力復旧を可能な限り迅速に行うためにフランスの至る所に資源や人材を再配置できるようにする電力緊急介入部隊（FIRE）は、他のインフラ（特に通信）との新たな相互作用を考慮に入れられるよう改善された。

(iii) 島部エネルギー・システム

本土の大都市電力網と相互接続していない、すなわちNIZ（非相互接続地域）の電力システムで、EDFが運営するものは、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、モレーヌ島およびショゼー諸島）に電力を供給している。

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について責任を負う島部エネルギー・システム（IES）部門。すべてのネットワークを管理し、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行う。
・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（EDF PEI）

かかる地域における追加発電費用は、フランス本土における当該費用と比較して、議会により公共サービス費用とみなされ、国家予算によって相殺されている。

一方で、電力網事業者により負担される費用は、電力網利用者が支払う公共送配電網使用料金（TURPE）および電気料金均衡化基金（*Fonds de péréquation de l'électricité*またはFPE）により賄われる。

IESの主要な基準

	2022年末
顧客数	約1,236,000
電力網の長さ*(単位：km)*	約39,400
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による純発電量(*) *(単位：GWh)*	6,380
水力発電量	*24%*
第三者からのエネルギーの購入*(単位：GWh)*	3,489
バガスを含む再生可能エネルギー	*55%*
その他のエネルギー	*45%*
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	**9,869**

(*) EDFのIES部門およびEDFグループの完全子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (PEI)を含むデータである。

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

地域の複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に従い、EDFグループは、耐用年数の終了した主要な発電所の交換を実施した。新たな発電所は、子会社であるEDF PEI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、かかる新たな変電所の運営または（RedⅡ指令に従い、）（2012年および2015年の間に稼働開始した）既存の発電所の液体バイ

オマス利用への転換を計画している。まず、レユニオン島のポール・エストにある変電所が2023年度下半期中に転換される予定である。これにより、かかる変電所は100%再生可能エネルギーの変電所となる。

EDF PEIは現在、フランス領ギアナの蓄電池貯蔵プロジェクトについて、太陽光発電所におけるパートナーであり、マルティニークの蓄電池貯蔵プロジェクトについて、風力発電所におけるパートナーである。EDF PEIは、EDF Renewablesとの経常的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。EDF PEIはまた、GMOBのパートナーであり、その目的は、仏領カリブ海に充電スタンドの電力網を設置し、運営することである。

配電網への投資

エネルギー効率対策の実施、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よってある程度相殺されたにもかかわらず、これらのコミュニティの大半における消費量の継続的な増加は、EDF電力網事業者による配電網の拡大および強化継続に繋がった。電力網事業者であるEDF IESは、2022年に電力網事業に対して総額240百万ユーロの投資を行った。

再生可能エネルギーの発電構成への統合を改善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

電力システム事業者としての立場において、EDF IESは、非同期的な再生可能エネルギーの生成をNIZに導入するための技術力の改善も支援している。EDFは、電力システムの発電中断に対する耐性を強化させ、スマート・メーター・システムを開発することを通じて、技術仕様の変更を提案している。

また、EDFは、複数の集中型蓄電システムを稼働および管理している。これらは、発電手段の喪失時または消費量のピークを補うための予備電力として利用される。

一部の隔絶した地域において、100%が再生可能エネルギーによって作動するマイクロ・ネットワークを構築する作業が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ーヌ島に設置された。これにより１日数時間、100%再生可能エネルギーを供給することができるようになった。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、蓄電池を備えている。2021年、仏領ギアナのサン・ジョージ・ド・ロヤポック（人口4,000人）において、EDFは、再生可能エネルギー（水力発電および固形バイオマス）のみを燃料とし、蓄電池およびスマート管理システムを組み合わせたマイクロ・ネットワークを開始した。

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いる。主な方法の１つが、資本助成金（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 IES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いる。これは268百万ユーロの投資額に相当する。これらのデジタル・メーターは、顧客関係の広範な近代化を支援し、エネルギー移行に係る推進力の効果を強化させる予定である。2022年末現在、900,000個を超えるメーターが設置された。

2022年３月、EDF IESは、NIZに関する一般規定の新たなモデルを実行するため、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）との枠組み合意を締結した。エネルギー転換に関連する主な問題に適用されるこのモデルに基づき、EDF IESおよびSyndicat d'Électricité de la Réunion（Sidelec）は2022年11月22日付で委託契約を30年更新した。

(iv) Électricité de Strasbourg（ÉS）

ÉSグループは、アルザスのエネルギー電力業者であり、４つの事業ライン（電力の配電およびガスの配給（*配電・配給事業ラインは、電力網・配給網事業者の管理独立性に関する規則に従い、Strasbourg Électricité Réseauxにより管理されている。*））、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。こうした事業ライン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最善の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（LDC）にサービスを提供している。

EDF Développement Environnement（EDEV）は、ÉSグループの株式の88.64%を保有している。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。同社の株式は、ユーロネクスト・パリに上場されている。

配電

Strasbourg Électricité Réseauxは、配電を担当するÉSの子会社である。同社は、管理独立性に関する規則に従い、配電網の電力網事業者として事業を行っている。

Strasbourg Électricité Réseauxは、委託契約に基づき、同社に配電網の運営を委託した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を網羅している。また様々な電圧レベルに対応する580,000超の配電箇所のほか、Enedisの電力網ならびにその他の２つの下流電力網事業者との接続を有している。

Trois Frontières Distribution Gazは、2021年にアルザス南部のユナング、サン・ルイ、ヘーゲンハイムおよびヴィラージュ・ヌフの自治体向けのガス配給事業を買収する取引の一環として設立された会社である。同社は、ガス供給事業とは独立してその機能を果たし、天然ガス配給網への透明かつ差別のないアクセスを保証している。同社は、8,000か所超の供給地点において中圧および低圧で天然ガスを供給している。Trois Frontières Distribution Gazは、配給網事業者として、ガス配給網の経路決定、接続およびアクセスを担当している。Trois Frontières Distribution Gazはまた、検針も担当している。

販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSグループの販売およびマーケティングの子会社である。2022年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、569,000を超える電力顧客（再生可能資源およびバイオガス資源によるエネルギーを含む。）および113,000を超えるガス顧客における（第三次産業分野および産業分野の）個人および企業の両方ならびに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、関連サービスを提供する。これには、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ならびにデジタル・サービスが含まれる。ÉS Énergies Strasbourgは、個人顧客向けに支援サービスを引き続き実施した。かかるサービスは、顧客が現地のパートナーのネットワークに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をカバーしている。また、ÉS Énergies Strasbourgは、太陽光発電の開発に意欲的である。同社は、持続可能な交通、特に電気自動車の充電インフラを推進している。太陽光発電、電気モビリティ、エネルギー効率および住居の修理に関連するすべての商業活動は現在、2022年９月に立ち上げられた「Planigy par ES」ブランドの下にまとめられている。

ÉSグループの販売子会社であるÉS Énergies Strasbourgの継続的な電力供給事業の一環として、顧客ポートフォリオの日々の調整に関わる市場取引が誤って大量に供給された（必要量に対して過剰な販売）。すなわち、2022年９月６日および７日にそれぞれ2.03GWおよび5.75GWである。この事故により、2022年９月８日および９日に２件の財務プレスリリースが公表され、特に推定費用は60百万ユーロであると示された。

Régiongazは、ÉSグループが2022年１月１日に買収したTrois Frontières地域のガスLDCの天然ガス販売部門である。同部門は8,500を超える顧客に天然ガスを供給している。その顧客は、家庭、（第三次産業および産業の）企業および地方自治体である。

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、エネルギー移行の分野において自身を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ており、アルザスの民間部門および公共部門の利害関係者が炭素強度を減らす支援を目的としている。同社は、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ソリューションを提供する。これにより、以下が可能となる。

・改修により、建物のエネルギー効率を向上する。
・エネルギー施設の管理を最適化する。
・再生可能エネルギー・ソリューションを実行する。
・利用者の省エネへの関心を高める。

さらに、ÉS Services Énergétiquesは電力網（発熱、電力または公共照明電力網）の管理および防護についてのソリューションを提案する。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業務を担っている。

再生可能エネルギー発電

深部地熱発電

フランスにおいて、ÉSグループは、深部地熱発電分野の主導的な事業者の１つである。2016年以降、同社は、リッテショフェンにおいて初の工業用深部地熱発電所を運営している。当該発電所の再生可能過熱水の生成量は、年間約180GWhである。かかる水は、2,500メートルの深さに位置する地熱資源から湧き出るものである。

ÉSはまた、ソルツ・ス・フォレ地熱発電所を運営しており、同発電所は、年間約６GWhの電力を生成する。

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37MWの火力発電所は、再生可能資源から毎年70GWhの電力および毎年112GWhの熱電力を生成している。

水力発電

400kWの容量を有するフラモン水力発電所は、水の供給量に応じて、350戸の世帯の年間電力消費量に相当する年間約1.5GWhを生成することができる。

さらに、ÉSは、主にアルプス山脈およびピレネー山脈における水力発電所の建設および運営を専門とする会社であるSERHYの株式を35%保有している。SERHYは、再生可能エネルギー資源から年間約160GWhを生成している。

⑤ 国際事業

EDFグループは、世界の40.3百万の顧客（住宅用顧客、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。

(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を通じて行われており（*「第２ ３（２）⑥（iv）最適化および取引：EDF Trading」を参照。*）、その他のグループ会社（Imtech、EDF Renewables UK、Pod Point）も参加している。

国内最大の低炭素電力発電事業者である英国のEDF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。

・英国における発電および廃炉のサービスの遂行
・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
・China General Nuclear Corporation（CGN）との連携によるヒンクリー・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
・電気モビリティ産業

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る。同社は、2021年の発電関連データ（*UK Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy Historical electricity data-GOV.UK (www.gov.uk)により公表されたデータ。EDF Renewablesの容量を加えた場合、EDF Energyの国への低炭素電力への寄与度は合計16.2%である。EDF Energyはまた、石炭およびガス火力発電所から電力の1.2%を生成した。2022年のデータは、2023年半ばに公表される予定である。*）によると、国内電力の約14.3%を生成している。EDF Energyは、2022年12月現在、約６百万の企業用および住宅用の顧客口座に対してガスおよび電力を供給している。同社は、2022年12月現在、英国全体で10,795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１GWの総稼働容量を有し、８GW超の計画、開発および建設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いる。これは、陸上風力および洋上風力、太陽光発電ならびに蓄電池貯蔵といったすべての技術を対象としている。

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に関するサービスおよび委託（Imtech Engineering Services）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。2022年、Imtechは、英国の建築環境向けの技術エンジニアリング・ソリューションの提供に特化した会社であるSPIE UKを100%買収した。

EDF Energyは電気モビリティにおいて、英国最大の電気自動車（EV）の充電会社であるPod Pointの株式の過半数を保有している。EDF Energy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）低炭素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。

(イ) 英国におけるEDFの戦略および持続可能性

EDF Energyは、英国のネット・ゼロ目標の達成を支援すると同時に、EDFグループのCAP2030戦略の主要な柱である炭素排出実質ゼロの電力の生成と顧客のネット・ゼロ達成の支援にも貢献している。

EDF Energyは、EDFグループの温室効果ガス排出量削減目標および炭素強度曲線に寄与している。持続可能性に関するビジネス・アップデート（*https://www.edfenergy.com/sites/default/files/edf-sustainable-business-update-160922.pdf*）では、英国がネット・ゼロを達成し、より広範な持続可能性目標を達成するための事業の進捗状況および計画について説明している。英国の規制（*Régulation PPN06/21*）に従い、EDF Energyは2022年夏、2026年までの特定の排出カテゴリーを対象とした炭素削減計画を公表した（*edf_carbon_reduction_plan.pdf (edfenergy.com)*）。

EDF Energyは、3.7百万の英国の家庭および企業にサービスを提供している。同社は、英国の企業および公共部門の最大の供給業者であり、Citizens Adviceにより、住宅用顧客サービスの業界の主導者として認識されている（*2022年４月から６月のスコア*）。電力とガスの供給に加えて、EDF Energyは、電気モビリティ、低炭素暖房、マイクロ発電、再生可能電力購入契約（PPA）、フレキシビリティ・サービスおよびデータ・サービスと混合させたスマート・メーター等のネット・ゼロに焦点を当てた分野において顧客を支援している。

強靭かつ効率的な運用モデルは引き続き主な優先事項であり、EDF Energyはまた、例えば電気自動車やヒートポンプへの切替えなど、顧客の将来のエネルギー需要に対応するよう支援している。この目的のために、EDF Energyは、3.6百万の住宅用顧客および中小企業用顧客を、2023年からKraken Technologiesの市場を主導するEnTechプラットフォームに移行する準備を進めている。

英国の建材のエネルギー効率の改善および暖房の脱炭素化は、英国がネット・ゼロを達成し、化石燃料への依存を減らす上で大きく貢献している。EDF Energyは規制上の義務の履行に取り組んでいる。同社はエネルギー企業義務（ECO）スキームを通じたエネルギー効率化に向けた設備の主導者であり、国家プログラムの一環として、住宅および小規模な事務所へのスマート・メーターの展開に取り組んでいる。

2022年５月、EDF Energyは、顧客にエンド・ツー・エンドのサービスを提供し、英国における暖房の脱炭素化を支援するため、ヒートポンプの設置業者であるCB Heatingとパートナーシップを締結した。EDF Energy、CB HeatingおよびDaikinは、11月に新たな訓練学校を開設するために提携した。これは、2028年までに600,000台のヒートポンプという英国の目標の達成を支援するため、年間4,000のヒートポンプ設置業者を訓練するために設置されるものである。

世界的なガス価格の高騰を受け、最近のエネルギー価格の上昇は、英国の事業環境および競争環境に多大な影響を及ぼしている。インフレ圧力の拡大は、顧客に対し経済的負担を強いている。これは、発電事業者に対する追加税ならびに住宅用顧客および企業用顧客に対する財政支援の導入により、英国政府による前例のない介入のきっかけとなった。EDF Energyは、財政難にある顧客に対し資金援助を行うとともに、顧客が直面している多大な経済的負担に対処するために設計された、これらの政府による資金援助制度を遂行する役割を果たしてきた。

2022年11月、英国政府は、限界費用下レントに対するかかる税制「発電事業者課税」（EGL）の詳細を発表した。EGLは、2023年１月１日から2028年３月31日までの間に発電された75英ポンド/MWhを超える発電収入に対して45%の税を課しており、EDFが運営する英国の原子力資産と、再生可能エネルギー義務制度に基づき補助を受けている特定の旧再生可能エネルギー発電事業者の両方に適用される。

2022年のかかる価格水準は、化石燃料への英国の依存度を下げるための低炭素電力および技術への継続した投資の必要性ならびにEDF Energyのような信頼性の高く回復力のある供給業者の価値をさらに強調している。

電力発電において、EDF Energyの主な優先事項は、安全で信頼性ある、商業的に実行可能な運営を維持することである。この取組みには、2022年９月に閉鎖される予定であったウェスト・バートンＡ石炭火力発電所を通じた英国の安定供給の支援が含まれるが、英国政府からの要請を受けて、ウェスト・バートンＡは2023年３月31日までの６か月間、緊急サービスとしてNational Grid ESOによる利用が可能となった。かかる施設は、英国政府が英国初のプロトタイプの核融合エネルギー発電所を主催するために選ばれ、EDF Energyの労働者と石炭に関連するコミュニティの公正な移行への取組みを支援している。

2009年に英国の原子力発電所を買収して以来、EDF Energyは７十億英ポンドを投資した。持続的な投資と慎重な管理により、すべてのAGR発電所は当初の25年から30年の設計寿命を超えて運用されている。

EDF Energyは、ヘイシャム１およびハートルプールの発電終了を＋／－１年の条件付きで2026年３月31日まで延長することを決定した（*EDF Energyの2023年３月９日付プレスリリース「EDFがヘイシャム１およびハートルプール発電所のタービン回転を継続する計画を承認」を参照。*）。サイズウェルＢに対する20年間の寿命延長を見積り、2055年まで英国の電力需要の３%の供給を継続するためのさらなる作業が進行中である。

EDF Energyは、ダンジェネスＢを2021年６月から、ハンタートンＢおよびヒンクリー・ポイントＢを2022年１月および2022年８月に、それぞれ燃料取出段階に移行した。残りの４基のAGR原子力発電所は現在、2028年までに閉鎖される予定である。EDF Energyは、2021年６月に英国政府と締結した契約に基づき、今後10年以上にわたり、全７基のAGR発電所の燃料取出に責任を負う。

EDF Energyの英国の既存の原子力発電所は、1970年代半ば以降、英国の電力の約15～20%を供給してきた。2022年の原子力発電量は、ハンタートンBおよびヒンクリー・ポイントBが燃料取出段階に移行したにもかかわらず、2021年の41.7TWhに対して43.6TWhであった。

英国政府の原子力支援は、2050年までに原子力発電容量を24GWまで増加させるという目標と、「Great British Nuclear」ビークルの立ち上げというEDF Energyが支援した取組みを通じて確認された。EDF Energyは、CGN（*China General Nuclear Corporation*）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。気候変動に対する英国の唯一最大の行動であるヒンクリー・ポイントCの建設は、2022年に中間点を通過した。施設における主要な経過目標に加えて、発電所のNational Gridへの57キロメートルの接続が完了し、1,000の実習の目標を達成した。

サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトがあり、かかるプロジェクトに約700百万英ポンド投資するという英国政府の決定により、これまでで最大の経過目標に達した。この資金拠出は、最終投資決定に向けたプロジェクトの継続的な開発の一助となる。この発表は、2022年７月に開発同意命令が承認され、2022年３月に原子力プロジェクトのための新たな資金調達法が導入されたことに続くものである。またその結果、CGNはプロジェクトから撤退した。

EDF Energyはまた、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。

さらに、英国政府からの資金援助を受け、ハートルプールを高温ガス原子炉の施設として評価するための調査が進行中である。

EDF Energyは、原子力の卓越性を提供し、原子力産業の当該移行期間中に技術的な技能および能力を維持するために取り組むことを約束する。

(ロ) EDF Energyの事業

EDF Energy	2022年12月31日	2021年12月31日
供給電力(1)*(単位：GWh)*	43,656	43,372
供給ガス*(単位：GWh)*	29,910	36,032
住宅用顧客口座数*(単位：千)*(2)	5,542	5,512
従業員数(3)	10,795	11,141
記録可能な事故発生率合計(4)	0.70	0.71

(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。Pod Pointの従業員は含まない。

(4) 記録可能な事故発生率合計は、１年間に発生した、休業災害、死亡事故、労働を制限するけがおよび医療処置を要するけが（応急手当てを除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。全従業員ならびに代理店および請負業者の人員を含む。EDF 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2022年12月末現在の災害度数率（AFR）は、0.09である。HPCにおける死亡事故の影響で、実際に提出された数値は０であった。

(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の義務を定義する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、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に関するONRの目的を確認した。同法の別紙８には、ONRの検査官の権限が詳述されている。
・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。

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。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。

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、取決めを承認し、または運営の変更もしくは変化を要求することができる。安全性に関する法規を遵守しなかった場合の最高刑は、取締役に対する無制限の罰金もしくは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か所の原子力発電所（15基の原子炉）を所有しており、そのうち３か所（６基の原子炉）が燃料取出作業に移行している。それらの合計発電容量は、2022年の年初時点で7.3GWであり、年末時点で5.9GWであった。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。

ダンジェネスＢは2021年に燃料取出作業に移行しており、ハンタートンＢおよびヒンクリー・ポイントＢも従来の予定どおり2022年１月および2022年８月よりそれぞれ移行した。

原子力発電所の技術

８か所の原子力発電所のうち７か所は、AGR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、ハンタートンBおよびトーネス）であり、８か所目のサイズウェルBは加圧水型原子炉（PWR）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。2022年は、国際原子力事象評価尺度（INES）において、２件の事象が記録され、そのいずれもがレベル１（逸脱）と格付けられた。

EDF Energyは、すべての既存のEDF Energyの原子力発電所の従業員および請負業者が受けた放射線量を最低限まで削減し管理するために、厳格な手続に基づき操業している。2022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0.022mSvであった。2022年において個人が受けた最高線量は2.7mSv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発電所は、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６年間延長された。

「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ａ－事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守－b）主要なリスク－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)* 2022年	2021年
AGR発電所			
ダンジェネスB	-	-	△0.2
ハートルプール	1,185	7.7	5.7
ヘイシャム1	1,060	6.3	5.8
ヘイシャム2	1,240	7.9	5.8
ヒンクリー・ポイントB	965	4.1	4.8
ハンタートンB	495	0.1	6.4
トーネス	1,200	7.2	6.7
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	10.4	6.7
合計	**7,343**	**43.6**	**41.7**
負荷率(3)		**77 %**	**59 %**

(1) 発電容量はすべての原子炉について、2022年１月１日現在における、送電網から輸入された電力を含む、発電所自身の使用のために消費されたすべての電力を差し引いたものとして計上されている。2022年12月31日現在、ハンタートンBの原子炉４号機およびヒンクリー・ポイントBは燃料取出作業に移行され、原子炉の発電容量は5,883MWとなった。

(2) 各年の発電量は、燃料交換ならびに計画内および計画外の供給停止を反映している。非稼働の発電所に係る輸入は除外される。

(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。2022年については、ヒンクリー・ポイントBは６月30日まで、すなわち発電終了前の最終四半期末までが含まれており、WANO（世界原子力事業者協会）におけるパフォーマンス指標の取扱いと一致している。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2022年における原子力発電所の発電量は、2021年（41.7TWh）から1.9TWh増加して、43.6TWhであった。発電量の増加は、主に以下に起因している。

・2021年の５回に対し、2022年にはヘイシャム１の原子炉２号機およびトーネスの原子炉２号機において２回の法定の供給停止が実施されたこと。
・2021年において、ヘイシャム２およびトーネスでのオンロード燃料交換の停止、サイズウェルBでの断熱スリーブの修理、ならびにハートルプールでのボイラー・チューブ漏洩のセーフティ・ケースの確保に起因する予定外の減少があったこと。これは、以下により一部相殺された。
・ヒンクリー・ポイントB（2022年８月１日付）およびハンタートンB（2022年１月７日付）が従来の予定どおり耐用年数を迎えたこと。

2021年にヘイシャム２およびトーネスの全４基の原子炉でのオンロード燃料交換が停止されたことを受けて、それらの残りの耐用年数の期間においてオフロード燃料交換を継続することが2022年に決定された。

現在の予想操業年数（*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
ヒンクリー・ポイントB	AGR	1976年2月	46年	21年	2022年

ハンターストンB	AGR	1976年2月	46年	21年	2022年
ダンジェネスB	AGR	1983年4月	38年	13年	2021年
ヘイシャム1	AGR	1983年7月	41年	17年	2026年
ハートルプール	AGR	1983年8月	41年	17年	2026年
トーネス	AGR	1988年5月	40年	15年	2028年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	40年	15年	2028年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年

放射性廃棄物の管理および廃炉

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。

・低レベル廃棄物（LLW）。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の地表近くの保管施設を含む。

・中レベル廃棄物（ILW）。英国において現在利用可能な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をいう。

LLWおよびHAWに関するEDF Energyの原子力発電戦略は、英国政府およびスコットランド政府が廃棄物の階層（減量、再利用、リサイクル、回収）の適用に重点的に取り組んでいることを反映したものである。廃棄物のリサイクルおよび処分ルートの幅広い利用は、カンブリアにおける英国の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に関してのみ処分ルートが存在する。

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が、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適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。

英国の環境当局（EA）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、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、地層貯蔵による長期貯蔵管理の枠組みを設定するものである。

スコットランドにおいて、スコットランド環境保護局（SEPA）は、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。スコットランド政府は、スコットランドの発電所から発生するHAWのための地表近くの敷地の長期貯蔵または処分方針を追求している。

原子力施設の廃炉

英国においてEDFは、ONRによって要求される廃炉の詳細な計画およびプログラムの基礎を形成する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。

原子力発電所の将来の事業者は、FDP（資金調達による廃炉プログラム）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。

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原子力負債ファンド（NLF）が資金提供を行う方法を定めるほか、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.が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５十億英ポンドの拠出金の支払いを追加で行った。

EDF Energyおよび英国政府は、2021年６月23日に再編契約の更新版を締結した。当該契約の改訂および明確化は、適格費用の回収について確認し、また、AGR発電所がEDF Energyの責任の下で燃料取出を完了した後は、すべての発電所をその後の廃炉活動を担当する原子力廃止措置機関（NDA）に移行することを規定している（*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。*）。

（ｃ） 火力発電およびガスの貯蔵

						発電量（TWh）	
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）	2022年	2021年
ウェスト・バートンA	ノッティンガムシャー	1969年	2	石炭火力およびOCGT(1)	1,000	0.1	0.5
ウェスト・バートンB	ノッティンガムシャー	2013年	3	コンバインド・サイクル・ガス・タービン	-	-	2.6
合計	**英国**		**5**		**1,000**	**0.1**	**3.1**

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

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、廃炉作業の計画は順調に進行しており、廃炉完了の時期は、2025年度第４四半期になると見込まれている。

ウェスト・バートンAの発電所は、2021年10月１日に一部廃炉に入り、利用可能なユニットが４基から２基に減少（容量は1,987MWから1,000MWに減少）した。ウェスト・バートンAは、2022年９月30日に閉鎖し、完全廃炉に入ると発表していたが、2022年４月に政府から要請があり、ウェスト・バートンAは2023年３月31日までさらに６か月間稼働することが合意された。かかる発電所の閉鎖の決定は、EDFのネット・ゼロに対する貢献へのコミットメントに沿ったものである。2022年において、ウェスト・バートンAの発電量は、主として現在の石炭貯蔵量を削減し、閉鎖に備えた最後の砦としての発電所とするという戦略的決断に起因して、前年より0.4TWh減少し、0.1TWhとなった。

ウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所は、2021年８月31日に売却された。EDF Energyは現在、ウェスト・バートンBに対してルート・トゥ・マーケットに係るサービスを提供しており、それによりEDF Energyは当該資産に代わって先渡ヘッジおよび迅速な最適化に係るサービスへのアクセスを提供している。

また、EDF Energyは、チェシャー州において中間サイクル・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月に稼働が開始された。2020年中、発電所へのいくつかの重要な投資に関する要件により、ホール・ハウス施設を廃炉する決定が下された。廃炉作業は順調に進行しており、2025年度第４四半期までに完了すると見込まれている。

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長期間にわたり恩恵を受けている。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2024年３月まで１トン当たり18英ポンドに設定されている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。

(d) 顧客事業

	2022年12月31日	2021年12月31日
顧客への供給電力*(単位：GWh)*	43,656	43,372
顧客への供給ガス*(単位：GWh)*	29,190	36,032
期末現在の住宅用顧客口座数*(単位：千)*	5,542	5,512

EDF Energy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ならびに関連サービス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。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。

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である。

EDF Energyは、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ために、そのスマート・メーター設置プログラムおよび英国のエネルギー・インフラの向上に引き続き取り組んでおり、これは英国が低炭素の未来に向かって進んでいく中で送電網の耐性に貢献する。

住宅用顧客

2022年に、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、11.231TWhの電力および28.288TWhのガスを供給した。2022年12月31日現在、EDF Energyは、3.264百万の電力顧客口座および2.278百万のガス顧客口座を有していた。2022年の解約（３％）は2021年（17%）に比べて減少したが、これはエネルギー危機によるものであった。EDF Energyの市場シェアは、2021年における10.5%（*コーンウォールの考察値。電力およびガスのペリメーター。*）から2022年10月末における10.4%に減少した。

現在の生活費危機に加えて2024年末まで景気後退が予測されていることを考慮すると、顧客のエネルギー料金の支払能力に深刻な懸念が残されている。そのため、EDF Energyは、英国政府およびOfgemと積極的に連携し、供給業者の強靭性、既定料金上限の設定方法の先行きおよび消費者のための政府の支援といった問題を検討している。

エネルギー危機

2021年において、英国におけるガスおよび電力の卸売価格は、寒い冬に伴うガス貯蔵量の減少、ノルド・ストリーム２ガス・パイプラインの認証の遅延、アジアにおける高いガス需要および英国・フランス間の予定外のインターコネクタ障害によ

り大幅に上昇した。2021年において、EDF Energyはいくつかの破綻した供給業者（Green Network Energy、Utility PointおよびZog Energy）のSoLRに選定され、2022年には、エネルギー供給業者の中で最も高い初期請求受理率で（90%超の費用請求がOfgemによって最初に承認された。）、業界の相互扶助に関する賦課金請求を成功裡に完了した。

2022年を通じて、ロシアから欧州へのガス供給制限、フランスにおける原子力発電所の稼働率の低下、およびいくつかの処理工場の停止に伴うLNG出荷量の減少により、2022年の冬季のエネルギー価格は依然として高水準で推移した。そのため政府は、このような価格の高止まりにより生じた経済的負担に国内外の顧客が対処できるようにするために、数々の支援制度を導入せざるを得なかった。これらの支援制度は、現在進行中のエネルギー危機の一部の影響から顧客を保護する役割を果たしてきた。

しかしながら、EDF Energyは、生活費危機に対する顧客の需要反応や固定契約市場が再開されるまでのスピードが不透明であるため、依然としてそのヘッジ戦略に対する重大なリスクに直面している。また、冬季が季節外れの暖かさで始まったことや、2023年３月31日以降、法人顧客に対する政府の支援の水準が大幅に低下することによるボラティリティ・リスクも存在する。さらに、エネルギーコストが高止まりする中、顧客の経済的負担の問題や法人顧客の破綻リスクの増加による貸倒れの追加的なリスクも存在する。

EDF Energyは、市場規制改革に関する議論および2023年中およびそれ以降のネット・ゼロの実現に向けた顧客サポートの方法について、規制当局、英国政府およびその他の利害関係者とともに非常に積極的に取り組んでいる。

規制の改正

既定料金の上限および政府による光熱費支援

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。2022年２月３日、Ofgemは、2022年４月から６か月間適用される既定料金の上限を54%引き上げることを発表した。その後、Ofgemは、2022年10月１日から2022年12月31日までの価格上限の水準は、平均的な口座振替の顧客に対して3,549英ポンドとなり（前期と比較して80%増）、既定料金の上限は今後６か月ごとではなく四半期ごとに更新されると発表した。

しかしながら、一部のサプライヤー・コストは標準変動料金（SVT）の計算では回収できず、特に、2021年の冬季にSVTに切り替えた顧客に関連するエネルギー費用の完全な回収は不可能であった。

英国の家庭を支援するため、政府は光熱費支援制度（EBSS）を導入し、これにより2022年10月から2023年３月までの６か月間にわたり、対象家庭の光熱費を支援するため、400英ポンドの返済不要のリベートを提供することとした。

2022年９月８日、英国政府はEBSSに加え、2022年10月１日から施行されるエネルギー価格保証（EPG）を発表し、これにより典型的なデュアルフューエル世帯では年間最大約2,500英ポンドの負担となるよう、エネルギー供給業者が使用エネルギー単位当たりに請求できる金額を制限するとした。2022年10月１日から2023年３月31日までの冬季において、各世帯は約900英ポンドを節約できると予想される。その後、2023年３月15日、英国政府はEPGを同水準で2023年６月末まで延長することを発表した。エネルギー供給業者は、EPGの下で顧客に提供された節約分について、政府から全額補償される。

エネルギー小売市場の強靭性

2022年４月、Ofgemは市場安定化費用（MSC）および2023年３月末までの顧客獲得専用料金の禁止を導入した。協議の結果、2023年２月に、Ofgemはこれらの措置を2024年３月まで延長することを発表した。

MSCは、卸売価格が関連する卸売価格上限指数を下回った場合に、国内の顧客を獲得するすべての国内供給業者が、顧客を獲得できなかった供給業者に手数料を支払うことを義務付けるものである。この仕組みは、多くの損害をもたらす供給業者破綻のリスクを軽減することを目的としており、卸売エネルギー価格が急落した場合に不利とならないよう顧客のために予めエネルギーをヘッジしている企業を保護しようとするものである。MSCは2022年11月に初めて発動された。

また、Ofgemは、新規の増加しつつある市場参入企業に対するマイルストーン評価の枠組みを強化する措置をとり、新規供給ライセンスの申請に対する評価期間を延長した。

ECO４および住宅暖房割引

ECO３は2022年３月31日をもって終了した。2022年夏には、2026年３月31日までの４年間を対象とするECO制度の第４弾である「ECO４」に引き継がれた。ECO３と同様に、ECO４制度は、大規模供給業者に対して、低所得で脆弱な顧客が名目的な費用節約を達成できるように支援するためのエネルギー効率化対策を推進する義務を課している。

これと並行して、2023年４月に始動し2026年３月31日まで実施される予定の「ECO+」という並行制度の導入について、Ofgemと大規模エネルギー供給業者の間で協議が続けられている。ECO+制度は、ECO４制度の恩恵を得るための適用基準を満たさない世帯に対して、政府補助金の助けを得て、エネルギー効率化対策の恩恵を受けるための適用基準を拡大することを目的としている。

また、政府は当年において、住宅暖房割引（WHD）制度を2025年／2026年の冬季までさらに４年間延長することを確認した。この制度で対象となる世帯に与えられる支援の水準は、2022年／2023年の冬季からの適格顧客につき150英ポンドに引き上げられた。

より迅速な切り替え（Faster Switching）

2022年７月、Ofgemは、顧客にとって供給業者の切り替えをより迅速、容易、かつ費用対効果の高いものにすることを目的とした「より迅速な切り替え（Faster Switching）」のための規制プロジェクトを完了した。2022年７月18日以降、顧客は14日間のクーリングオフ期間中または期間終了後に切り替えることができるようになり、一度決定すれば、旧供給業者から新供給業者への切り替え手続きの全過程は、従来最大21営業日かかっていたところ、５営業日以内に行われることになる。

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12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た。

2022年１月より、2025年12月までの期間について、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が導入されている。この期間について、供給業者は、年間最低設置目標を達成する必要がある。政府は、すべての供給業者が最初の２年間である2022年および2023年に達成すべき年間最低設置目標について協議した。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 Energyおよびその他の供給業者は、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。2022年、EDF Energyは、563,000個のスマート・メーターを追加で設置し、2022年末時点で、展開の対象となるEDF Energyの顧客の54%がスマート・メーターを有していた。すなわち、COVID-19に関連して、スマート・メーターの設置作業をすべて一時停止したこと等、いくつかの深刻な問題があったにもかかわらず、現在までに合計2.9百万個のスマート・メーターが設置されている。

非住宅用顧客

2022年において、非住宅用顧客部門は合計32.43TWhの電力を供給し、うち2.13TWhは241,000の小規模の企業用顧客（SME）に、30.29TWhは11,800の中規模および5,200の大規模の企業用顧客（I&C）に供給された。英国における企業用顧客の電力市場は合計157.9TWh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。

業界は、2020年におけるCOVID-19による需要の低下から回復した。英国の非住宅用顧客向け電力部門では2021年４月30日からの６か月間で0.3TWh増加したが、EDF Energyの非住宅用顧客向け電力部門の取引量は2022年において前年比で1.7TWh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年および2021年の大半の主な焦点となった。EDF Energy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９％増加したことに伴い、そのチャネルを展開した。

EDF Energyの中規模の企業向け部門は、引き続きメーター数に重点を置いており、年初から45%増加している。

大規模の企業向け部門においては、対象を限定した新たな事業アプローチの継続により、2022年に14社の新規顧客を獲得し、うち２社は100GWhを超えていた。また、23件の大規模の企業向け契約が更新された。

公共部門では、EDF Energyは、Crown Commercial Services、Network RailおよびScottish Procurement等、複数の大型契約において17TWhを供給した。

電力購入市場においては、EDF Energyは、PPA事業を拡大しており、最新の業界市場レポートによると再生可能エネルギーの最大のオフテイカー（自社および第三者の発電容量ベース）となった。EDFはまた、ソフィア風力発電所のオフテイカーとなるための入札にも成功しており、2026年に年間6.5TWhでの全面操業が予定されている。

規制の変更

光熱費救済制度

2022年９月、政府は、エネルギー価格の高騰への対応策として、企業のエネルギー費用を支援する光熱費救済スキーム（EBRS）を導入した。EBRSにおいて、政府は、ガスおよび電力の単価につき割引を行う。割引額は、2022年から2023年にかけての冬に顧客が支払うことになる単価の卸売部分の見積額と、現時点において今冬に予想されている卸売価格より低い水準に設定されている「政府支援価格」と比較することで算定される。同制度は、2022年10月１日から2023年３月31日まで実施される。この支援は、エネルギー供給者が、対象となる顧客の請求額に自動的に適用した後、政府から当該費用を回収する。

マイクロビジネスのレビュー

２年間の作業を経て、Ofgemは、2022年にマイクロビジネスのレビューを完了した。このレビューは、顧客保護の向上を目的とした、マイクロビジネス顧客向け市場の多くの改革に結実した。これらの施策は、2022年10月１日より実施されている。

卸売市場サービス

一般的原則

EDF Energyのエネルギー購入および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。卸売市場サービス（WMS）部門の目的は、１つの場所における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。WMS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、WMS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、発電事業者向けの市場・最適化契約ルートの提供等、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

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、内部に売却される。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も電力を調達する。2022年、EDF Energyは、この経路からおよそ8.1TWhを取得した。

EDF Energy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。EDF Energyのバッテリー融通性サービス事業は、当年度において、７年から12年にわたる契約で、273MWを追加で確保した。

2022年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約1.6TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2022年において、EDF Energyは、約31.6TWh売却し、30TWh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。2022年におけるEDF Energyの石炭供給量は合計約131,000トンで、これはウェスト・バートンＡのNational Gridの延長契約の一環で、2022年冬に安定供給を図るためのものであった。

Pod Point

Pod Pointは、2021年11月４日にロンドン証券取引所に上場し、英国の電気自動車市場における今後の成長資金を調達するために105百万英ポンドの第三者割当を行った。EDFは、IPO後もPod Pointの株式の54.05%を保有している。

2022年において、Pod Pointは、68,693台のプラグイン・ビークル（PiV）を導入した。これらの販売高は、サプライ・チェーンの問題およびEV市場の成長鈍化の中で達成された。

（ｅ） 新規の原子力発電所建設事業

EDF Energyの2016年７月28日付取締役会で行われた最終投資決定（FID）を受けて、EDF EnergyおよびChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、サマセットのヒンクリー・ポイント用地（ヒンクリー・ポイントＣまたはHPCプロジェクト）におけるEPR原子炉２基の建設および運営に関する契約を締結した。

EDFは、サフォークのサイズウェル原子力発電所プロジェクト（EPR技術によるサイズウェルＣプロジェクト）の開発に参画している。

また、EDFは、エセックスの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33.5%を保有している。

ヒンクリー・ポイントＣ（HPC）

HPCにおけるEDF Energyの持分は66.5%であり、残りの33.5%はCGNが保有している。

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、日程および予算超過に関する極めて重要な産業リスクを有する。これらのリスクに関する詳細は、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」

のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」を参照。

プロジェクトの成果

・１号機では、ライナー・リング３が原子炉建屋に設置され、ドームの機械、電気ならびに暖房、換気および空調（HVAC）（MEH）工事が完了した。U1タービンホール用のクレーンはすべて貯蔵庫に搬入され（300トンのクレーンを含む。）、設置準備が完了している。
・２つの3.5㎞の取水トンネルおよび1.8㎞の放水トンネルが完成した。６つの取水・放水ヘッドの海底への設置が成功した。
・４月に、シミュレーター棟がオープンし、これにより将来の原子炉運転員の訓練が可能になった。
・土木工事の進捗状況は、50%超が完了している。また、MEHはまだ始まったばかりである。
・２号機では、原子炉建屋の5.15　強のスラブの工事が開始された。
・主要な機器の製造が進んでおり、2023年２月に敷地に搬入された１号機の原子炉圧力容器の製造が完了した。ポーラクレーンのビームも敷地に搬入された。

プロジェクトの資金調達

・EDF Energyは、英国政府の事前の承諾なしに、建設期間中にHPCの支配権を売却させないという英国政府の要求に留意している。
・EDF EnergyとCGNとの間の契約には、当初予算の超過または遅延が生じた場合に、EDFが一定の追加費用を補償するメカニズムが含まれる。このメカニズムは、2023年１月に発動された。この契約は、2016年９月にEDF EnergyとCGNとの間で締結された株主間契約の一環であり、機密条項に服する。
・プロジェクトの総資金需要が株主の契約上のコミットメントを上回るため、2023年度下半期（予定）に、株主は追加持分を任意で提供するよう求められる。CGNが契約上のコミットメントを超えてプロジェクトへの資金提供を行わない可能性は高い。CGNが任意の持分を提供しない場合、CGNが契約に基づく持分を出資した時点で、EDFがCGNの代わりに出資しなければならない可能性が高い。

プロジェクト費用およびタイムライン

2022年５月19日、前回のプロジェクトの見直しから現在までの、プロジェクトの日程および完成時の費用の目標を、以下のとおり発表した（*EDFの2022年５月19日付プレスリリース「ヒンクリー・ポイントCの最新情報」を参照。*）。

・１号機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、2027年６月とした（*着工以来、主にCOVID-19パンデミックにより、プロジェクトは合計で18か月遅延している。2021年１月27日付プレスリリースを参照。*）。
・本プロジェクトの完成に係る費用は、この見直しにおいて、25十億英ポンド（2015年）から26十億英ポンド（2015年）の間（*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、中間利息を除いたもので、１英ポンド＝1.23ユーロのプロジェクトの参考為替相場による。*）と見積もられている。2021年末時点で入手可能なインフレ指数に基づく名目ベースでは、31十億英ポンドから32十億英ポンド（*2022年６月30日現在のインフレ指数に基づく名目ベースでの完成時の見積原価は、32.7十億英ポンドに達する可能性がある。実質原価は変わらない。*）に相当する。
・商業運転開始日（COD）の遅延リスクは、特にウクライナにおける戦争による追加的な影響がないことを前提として、各ユニットについて、引き続き約15か月と査定されている。

電気機械工事および最終テストの日程および費用については、プロジェクトのライフサイクルの現段階では見直していない。

2022年の主な土木工事およびMEH工事の実績は、予想を下回った。約３か月から６か月の影響を回復するための緩和措置が現在講じられている。

2022年末現在における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、プロジェクトの限界費用である。*）は、18.7十億英ポンド（額面価額）または16.1十億英ポンド（2015年）であった。中間利息は、960十億英ポンドであった。

2022年末現在、当グループは、HPCプロジェクトに関して0.55十億ユーロの損失を計上した。この減損は、英国市場の状況において2021年から2022年にかけてWACCが100ベーシス・ポイント上昇したこと、ならびにプロジェクトの日程および費用の最新情報に基づいている。この減損は解消できる（2022年12月31日現在の連結財務書類の注記10.8.2を参照。）。

原子力規制局（ONR）の英国オフィスとの交流

ONRは、HPCプロジェクトの包括的な規制監督を継続している。

2022年度第４四半期において、ONRは、柔軟な許可制度の一環として、Framatomeのサンマルセル工場からのRPV（原子炉圧力容器）の製造および輸送の完了を承認した。今後は、RPVの設置にはONRの許可契約が必要となる。

2022年11月、敷地内で悲惨な圧死事故が発生した。これに関連するONRによる正式な調査は、引き続き行われている。

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。

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、２号機の稼働開始から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有利なFIDがなされた場合、行使価格は、EPRについて被った最初の費用を両方の英国プロジェクト間で共有するために、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、2025年12月31日またはサイズウェルＣプロジェクトについて有利なFIDがなされた日のいずれか遅い方に支払われる。
・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。
・メカニズムの行使期間は、35年間である。１号機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２号機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年間の行使期間は、期限の超過に応じて短縮される。
・さらに、１号機の商業的稼働開始が、２号機について契約で定められた期限（ロングストップ・デートと呼ばれる。）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。）。COVID-19によるプロジェクトへの影響を考慮して、ロングストップ・デートは、2033年11月１日から、2036年11月１日に変更された。
・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。

CfDにおいて、販売量に関する保証は明記されておらず、またその年間上限も存在しない。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、この２つの事由に対して契約上ヘッジされている。

外国為替リスク、金利リスクおよびインフレ・リスクのエクスポージャーおよび管理

廃炉フェーズ以降、ユーロ建ての投資のリターンは、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の変動に左右される。

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おり、CfD期間後の電力価格の変動に晒されている。

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リスクに晒される。英ポンドがユーロに対して下落した場合、プロジェクトの英ポンドでの費用が上昇し、その結果そのリターンは減少する。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。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

HPCの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。原子力事業者の法定要件に関する詳細は、「第２ ３（２）⑤（ⅰ）(ロ)（b）原子力発電」を参照。

サイズウェルＣ

サイズウェルCは、英国サフォークのサイズウェルに２基のEPR原子炉を備えた原子力発電所を建設するプロジェクトである。このサイズウェルC発電所は、総容量3.26GWで、約60年間で６百万世帯に電力を供給する見込みである。

このプロジェクトは、HPCの複製戦略に基づいており、HPCの設計およびHPCのサプライ・チェーンを可能な限り複製する。サイズウェルCは、HPCからのフィードバックおよび経験、ならびに発展した英国のサプライ・チェーンから恩恵を受けることになり、これにより日程および費用の面での確実性が高まるはずである。ヒンクリー・ポイントCとの組織化・協力のスキームについては、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの複製による恩恵を確保するため、ガバナンスの相違（任期中の所有割合、パートナー等）を考慮しながら分析されている。スキームによっては、プロジェクトの連結対象除外の目的と一致しないリスクが大幅に高まる可能性がある。

英国政府によるサイズウェルCの開発支援の決定

英国政府は、金銭的価値が算出され、関連するすべての許認可が取得されることを条件として、この議会期間中に（すなわち2025年１月24日までに）少なくとも１つの大規模原子力発電所について最終投資決定に至る意向を表明している。この目標は、2020年のエネルギー白書で初めて掲げられ、それ以来、政府のネット・ゼロ戦略および英国エネルギー安全保障戦略に盛り込まれている。

2022年１月、英国政府は、施設の土地またはEDFのプロジェクト会社の株式に対するオプションと引き換えにEDFに支払うことで、サイズウェルCプロジェクトの開発に対し100百万英ポンドの政府資金を間接的に提供した。このオプションは最終投資決定日まで有効であり、英国政府がこのオプションを行使する権利は、最終投資決定の前にEDFがプロジェクトを進めないことを決定した場合にのみ生じる。

2022年11月29日、英国政府は、サイズウェルCに対し約700百万英ポンドを直接投資し、同プロジェクトの継続的な開発を支援するとともに、2024年にFIDがなされる見込みであることを考慮して、2023年の間にEDFと同等の50%になるまで出資比率を段階的に引き上げることを決定した旨を発表した。2022年12月31日現在、プロジェクトに対する英国政府の出資比率は32%で、残りの68%はEDFが出資している。

また、英国政府の投資により、China General Nuclear（CGN）がサイズウェルCプロジェクトから撤退した。CGNは、2022年11月28日まで同プロジェクトに対する出資比率は約20%で、現在もヒンクリー・ポイントCプロジェクトの株主である。

規制モデルおよびリスク共同負担の仕組み

2022年３月、将来の原子力プロジェクトの資金調達の選択肢として規制資産ベース（RAB）モデルを導入する新たな法律（原子力（融資）法）が施行された。RABモデルは、英国において、水道、ガスおよび電力網といった他の主要なインフラの資金調達に既に用いられている、十分に試行された資金調達モデルである。このモデルでは、企業は、経済規制当局から認可を受け、インフラの提供と引き換えに、規制料金を請求することができる。

サイズウェルCプロジェクトは、2022年11月にRABモデルの恩恵の対象に指定されたが、この資金調達モデルが英国においてこのような性質および規模の単一資産プロジェクトに対して実施されたことはない。

RABモデルでは、プロジェクトは、建設段階の開始時から許容収益を受け取ることができ、その資金は、電力システムの利用者としてプロジェクトの費用を請求される電力供給業者によって賄われる。規制当局は、コスト（建設費用および運営費用）を回収し、設備投資に対するリターンを提供するために、プロジェクトを実現するためのインセンティブ規制の枠組みで補完して、プロジェクトの許容収益レベルを設定する。FIDがなされる日より前に発生した開発費用のRABモデルによる回収については、まだ確認されていない。

RABに加え、サイズウェルCプロジェクトには、投資家および債券保有者をいくつかの影響力の大きいリスク事象から保護する政府支援パッケージ（GSP）が提供される。RABおよびGSPはともに、プロジェクトの建設上および運営上のリスクを消費者、納税者および投資家の間で負担し、資金調達コストを削減することを目的としている。

サイズウェルCプロジェクトのRABモデルおよびGSPの条件については、英国政府と協議中である。

プロジェクトの資金調達

プロジェクトの資金調達の条件は、現段階では定められていない。

同意および許認可

2022年７月、英国政府は、開発同意命令（DCO）を承認し、発電所の建設開始を認めた。司法審査請求が開始され、2023年３月に審理が行われる予定である。

2022年７月、原子力規制局（ONR）は、サイズウェルCの原子力発電所用敷地許可申請について、規制指針に定められている規制上の要件のほぼすべてを満たしており、残りの措置は限られていると結論づけた。原子力発電所用敷地許可は、最終投資決定日に正式に付与される見込みである。

将来発電所を運営するための主要な環境許可については、環境庁より「許可する意向（Minded to Grant）」との見解を得ている。

最終投資決定後のEDFの関与

最終投資決定日に、EDFは、プロジェクトに対する出資比率を19.99%以下に引き下げ、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。

最終投資決定がなされることを前提として、EDFは、英国EPRの設計、Framatome経由で一部の主要な原子力設備、（EDFによるGE Steam Powerの買収に伴い）蒸気タービン、最初の燃料サイクル向けに最小限の燃料集合体、および関連サービスをサイズウェルCプロジェクトに提供する。

最終投資決定

発電所の建設は、依然として最終投資決定を前提としている。EDFおよび英国政府は、残りのステップを確定し、さらなる投資に向けてプロジェクトを準備するために協力している。

EDFが最終投資決定を行い、建設段階の資金調達に貢献することができるかどうかは、以下のものを含む、いくつかの条件を満たしているかどうかによる。

・プロジェクトの資金調達を確保すること。これは、特に規制の枠組みの条件およびGSP後の残存リスク水準に左右され、またマクロ経済環境の変化にも左右される。
・最終投資決定日以降に、EDFが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できること
・EDFが、投資方針に沿って最大19.99%を出資する投資家として期待する資本収益率を得ること
・残りの必要な同意（特に補助金管理の許可）を取得していること
・GSPが確定していること
・完成時の費用および日程の見積りの基本的見通しについて英国政府と合意していること
・最終投資決定日に締結される主要なEDFの契約が確定していること

最終投資決定日までサイズウェルCプロジェクトへの資金提供を行うEDFの財務上のコミットメントは、出資上限の対象となるが、出資上限を超えてプロジェクトに資金提供を行う義務はない。これらの条件を満たしていない場合、当グループは、最終投資決定を行わないことになる。特に、EDFがプロジェクトを連結対象から除外できることが保証されていない状態で投資決定を行った場合、当グループは大きなペナルティを課される可能性がある（「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」を参照。）。

EDFが最終投資決定を行わないことを決定した場合、英国政府は、土地またはEDFのサイズウェルCの持分に対するオプションを行使する権利を有することになる。

ブラッドウェルB

EDFおよびCGNは、HPCに関する契約およびサイズウェルCに関する契約と並行して、2016年９月29日に、以下の契約を締結した。

・CGNが開発した中国製のHPR1000原子炉（英国華龍加圧水型原子炉－UK HPR1000）につき英国における設計認証を取得するための契約。このプロセスは、現在CGNが66.5%、EDFが33.5%を出資しているジョイント・ベンチャー（General Nuclear Systems LimitedまたはGNSL）が監督している。
・UK HPR1000テクノロジーを使用した英国エセックスのブラッドウェル・オン・シーにおける原子力発電施設の開発に関する契約。このプロセスは、現在CGNが66.5%、EDFが33.5%を出資しているジョイント・ベンチャー（Bradwell Power Holding Company LimitedまたはBRB）が主導している。

UK HPR1000原子炉の技術に関する包括的設計審査（GDA）のプロセスは、2022年２月にONRが設計受諾確認（DAC）を、環境庁が設計受諾書（SoDA）を発行して完了した。

このプロジェクトは、GDA以降、特に進展はない。

UK HPR1000テクノロジーによる原子炉をベースにした原子力発電所を建設するプロジェクトは、主に政治的な支持および地元の利害関係者の支持が得られないため、実施される見込みはない（「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」を参照。）。

GNSLおよびブラッドウェルへの資金提供を行うEDFの財務上のコミットメントは、出資上限の対象となるが、出資上限を超えてプロジェクトに資金提供を行う義務はない。

(ハ) ブレグジット

英国は、2020年１月31日にEUを離脱し、2020年12月31日に終了する移行期間に入った。

2020年12月24日に合意に至ったEU・英国間の通商協力協定（TCA）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。EDF Energyは、英国のEU離脱に伴う事業リスクを特定して十分に備えていたため、事業において悪影響のほとんどに対処することができた。

民生用原子力協定である、EU・英国間の原子力協力協定（NCA）は、EUが第三国と締結している他のNCAと同様のものである。この協定は、当初30年間運用され、保障措置、安全およびセキュリティを含む、民生用原子力に関する協力へのコミットメントを提供する。また、核物質および技術の取引に関する枠組みを定め、研究開発を促進し、情報交換を可能にする。

EDF Energyは、引き続き、英国政府および業界団体と緊密に協力して、進展するEUと英国の間の貿易関係を監視し、これに適応する。

(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、EDFグループの欧州における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、ガス市場、エネルギー市場および環境サービ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97.172%（*株式持分：議決権の99.473%*）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。

(ロ) Edisonの戦略

大多数の欧州エネルギー・システムと同様に、イタリアの市場は現在、特にエネルギー移行および長期的なエネルギー構成の選択により、いくつかの困難に直面している。Edisonは、ガスおよび電力のバリュー・チェーンにおける地位および総合的なプレゼンスにより、この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。同時に、イタリアのエネルギー方針および国際的なエネルギー方針に沿って、効率性および収益性を達成することを目指している。

2022年を通じて、Edisonは、引き続き改革戦略を推進した。特に、エネルギー移行における責任ある主体としての立場を確認した。その結果、特に、再生可能エネルギー発電の合理化および増加、二酸化炭素排出量の少ない最新型のガス火力発電所２か所の建設、エネルギー・サービスの開発、最終顧客のポートフォリオの拡大ならびに「グリーン」ガスの開発が実現した。このアプローチに基づき、Edisonは、イタリアのPNIEC（*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）*）、欧州のグリーン・ディールおよび国連の持続可能な開発目標（SDGs）に沿って、脱炭素化の行動計画を実施している。

そのため、Edisonは、SDGsに基づいた持続可能性政策を採用し、環境保全および生活の質の向上に取り組んでいる。

例えば、2022年には降雨量が少なかったため、Edisonは、事業を行っている地域および地域社会のニーズを保護するために、ロンバルディ州ヴァルテッリーナのダム下流で放水量を増やす等、いくつかの対策を講じた。水力発電部門では発電量が過去平均を35.3%下回っていたため困難に直面していたにもかかわらず、Edisonは、発電スケジュールを一時的に調整することを選択し、それにより責任ある事業者としてのコミットメントを確認した。

同様に、価格のボラティリティが高く、ガスの安定供給が不確実な中で、Edisonは、その顧客およびイタリア市場全般の利益のために、ガス輸入ポートフォリオの柔軟性を最大化することができた。同社はまた、2022年10月までに既に貯蔵容量が100%に達していたEdison Stoccaggioとともに安定供給の確保に貢献している。

今後における開発の主な手段は、以下のとおりである。

・再生可能エネルギーおよび融通性：Edisonは、2030年までに５GWの発電容量を達成するよう、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して、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。同時に、Edisonは、断続的に発生する予定外の再生可能エネルギーのための追加の貯蔵容量および揚水発電容量といった、融通性管理ツールの開発を目指している。

・顧客およびサービス：Edisonの目標は、最終顧客向け、ならびに特に住宅用顧客、企業用顧客、サービス業顧客および行政顧客向けに設計されたエネルギー・サービスの開発を通じて、顧客のポートフォリオを拡大し、革新的なサービスを提案することにより、イタリアの市場における地位を強化することである。Edisonは、顧客および地域の競争力、効率性、環境の持続可能性および個人の幸福度の向上を支援することで市場シェアの拡大を目指している。Edisonは、電気モビリティ・ソリューションと、大型陸上・海上輸送用のLNG販売設備の開発を奨励することで、持続可能なモビリティを推進している。

・ガス／グリーンガス：Edisonは、2023年に稼働開始予定の２つの高効率CCGT発電所の開発に参画している。その目的は、プログラム不可能な再生可能エネルギー源の断続性を補い、排出量を削減することである。また、Edisonは、グリーンガス（水素ガスおよびバイオメタン）の開発においても重要な役割を果たすことを目指している。さらに、Edisonの役割は、ロシア産のガスに依存しない多様なガスのポートフォリオおよびガス貯蔵施設を通じて、イタリアにおける安定供給を確保する上で極めて重要である。

Edisonはまた、EDFグループのガス事業の基盤となっている。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、既存資産の促進に責任を負うEDF Tradingならびに大陸および英国の卸売市場における短期取引からの恩恵を受けている。

2022年２月、ムーディーズは、EDFの格付が１段階引き下げられて「格付はBaa1で見通しはネガティブ」となったことを受けて、Edisonの見通しを「格付はBaa3で見通しはネガティブ」に見直した。2022年12月、スタンダード・アンド・プアーズは、EDFの格付に対する同様の措置を受けて、「格付はBBBで見通しは安定的」の格付を確認し、「ネガティブ」の見通しを削除した。スタンダード・アンド・プアーズおよびムーディーズのいずれも、Edisonの好調な業績、堅固な信用指標、事業のリスク特性の改善およびEdisonの戦略の再構築における進展に注目した。

(ハ) Edisonの事業

(ａ) 発電

2022年における発電量

イタリアにおいて、2022年12月31日現在、Edisonの設備発電容量は、2021年に比べて12.7%増加して、2022年において7.2GW（純発電量は19.7TWh）であった（EESM（*EESM：エネルギーおよび環境サービス市場部門*）を含む。）。

2021年の発電関連データ（*ARERAにより公表されたデータ（2022年ARERA報告書１巻、99ページ、図表2.1）。2022年のデータは、2023年半ばに発表される。*）によると、Edisonは、全国レベルで４番目に規模の大きい電力会社である。2022年において、Edisonのイタリアにおける純発電量は、イタリアにおける純発電量の約7.2%を占めた。

2022年におけるEdisonの発電量の増加は、主に火力発電量の増加（15.7TWh（EESMを除く。）、すなわち2021年比28.9%増）によるものであった。この増加は、水力発電の減少を相殺した。2022年におけるEdisonの水力発電量は、合計1.4TWhとなった。2021年と比較して46.1%減少した主因は、降雨量の大幅な減少であった。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、2022年において1.9TWh（2021年比2.3%減）となった。この減少は、2021年度第３四半期におけるVibinum SrlおよびAerochetto Srlの取得および2022年７月におけるWinbis SrlおよびCerbis Srlの取得に伴う連結範囲の変更、ならびに2022年８月におけるマツァーラ２発電所の稼働開始により一部相殺された。

発電所

現在、Edisonの発電所（EESMを除く。）は、水力発電所107か所、火力発電所（CCG）14か所、風力発電所53か所および太陽光発電所56か所で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービンは発電量（EESMを除く。）の82%を占める一方で、水力発電は発電量の８%、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10%を占める。

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、Edisonは、2019年に着工されたマルゲーラ・レヴァンテにおけるCCGT発電所（780MW）および2020年に着工されたプレゼンツァーノにおけるCCGT発電所（760MW）の建設を継続した。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）、2023年に稼働開始予定である。この２つの発電所は、稼働開始期限および特定の可用性基準を遵守することを条件に、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。

2022年７月、Edisonは、カンパニアの66MWの風力発電所を取得した。Edisonは、同地域において既に70MWの風力発電所を保有している。この取得により、イタリア最大級の陸上風力発電所の１つを運営することになり、その総容量は136MWとなる。また、Edisonは、2022年６月にマツァーラ・デル・ヴァッロ（シチリア島）の風力発電所を稼働させた。これにより、再生可能エネルギー発電の開発へのコミットメントを確認することができる。この新たな45MWの施設により、Edisonの風力発電による設備容量は１GWを超え、この戦略的分野におけるイタリアのリーダーとしての地位が再確認された。

風力発電に加えて、同社は、他の再生可能技術においても成長を追求する意向があることを確認した。現時点で、同社は、シチリア島に２つ、北イタリアに５つ、合計７つの太陽光発電所を新たに建設中である。また、2022年１月には、Energia Italiaの小型水力発電所の取得を完了し、新たにサンバルテルミー島の小型水力発電所を稼働させた。最後に、ピエモンテに新たに2.7MWの小型水力発電所を建設中である。

今後も、本業の成長および第三者デベロッパーとのパートナーシップ（新規施設のプロジェクト獲得のオプションを含む。）の両方を通じて、再生可能エネルギー分野での拡大を続ける。

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。ElpEdisonは、Edisonにより建設された２つのCCGT発電所（１つはテッサロニキ（426MW）、もう１つはティスヴィ（410MW））を有しており、特に住宅用市場においてマーケティング業務を徐々に拡大している。

最後に、Edisonは、スイスにおいて626MWの水力発電所を操業するKraftwerke Hinterrhein AGの20%の持分を保有している。

当年度において、Edisonは、226MWのCCGT発電所を操業しているブラジルの子会社であるIbiritermoの50%の持分を売却した。

(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。2022年末現在、これらの契約は、以下を対象としていた。

・そのほぼ全量がリビア、カタール、アゼルバイジャンおよびアルジェリアからのガス・パイプライン輸入およびLNGによる約14.5十億立方メートル
・短期契約を通じて市場で購入またはアルジェリアにおいて生産された6.6十億立方メートル

2022年のガスの販売量の合計は、（2021年の18.9十億立方メートルと比較して）21.1十億立方メートルであった。Edisonは、5.0十億立方メートルのガスを産業部門に、1.6十億立方メートルのガスを住宅用顧客部門に、5.4十億立方メートルのガスを火力発電部門（Edisonの自社需要を含む。）に、9.0十億立方メートルを卸売市場に、0.1十億立方メートルを海外における生産販売に供給した。

地政学的な状況により、１bcmのロシア産ガスの単独供給契約が2023年については更新されていない。

しかし、2023年より、Edisonは、Venture Globalとの契約に基づき、米国からLNGを輸入することになり、同年下半期に開始見込みである。

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) ガス資産およびプロジェクト－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、それらとギリシャ市場、イタリア市場およびその他の欧州市場を結ぶものである。当該プロジェクトは、年間10bcmの海上／陸上の輸送網を基礎とし、年間20bcmまで拡張可能であり、その実行可能性および持続可能性は、2014年より実施されている工事測量によって、技術的および経済的観点から実証されている。当該プロジェクトの戦略的意義は、2020年における政府間の合意、およびギリシャ政府が当該プロジェクトを国家の重要事項および公共事業として認めたことにより確認されている。当該プロジェクトは開発の最終段階にあるため、今後数年間のうちに投資評価に向けて準備が整う可能性がある。
・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、利用可能なガス資源をギリシャからイタリアに移動することを可能にする。当該プロジェクトは、エンジニアリング活動が完了した成熟資産であり、ギリシャおよびイタリアにおいて必要な許認可を取得している。2020年５月、ギリシャの国家的重要プロジェクトとして認定された。
・ICGBが運営し、BEH（*Bulgarian Energy Holding*）およびIGI-Poseidonが共同出資する、ギリシャとブルガリアを結ぶ全長182kmのガス・パイプラインであるIGB。このインフラは、３十億立方メートルのガス容量を有し、2022年10月に商業運転を開始した。その稼働開始により、安全保障の観点から南東欧諸国にとって新たな戦略的供給ルートが開かれ、ロシア産ガスに代わる多様な供給源が提供される。当該ガス・パイプラインは、欧州投資銀行（EIB）から110百万ユーロの資金提供を受けている。

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。Eastmedは、その開発費用の50%を賄うマッチング拠出金（すなわち約37百万ユーロ）を欧州委員会から受領する。

またEdisonは、Ras Laffan Liquified 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長期容量の80%（すなわち年間6.4十億立方メートル）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。Depositi Italiani GNL（Edisonが30%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Petrolifera Italiana Rumenaが保有している。*））が主導する当該プロジェクトでは、Depositi Italiani GNL（Edisonが30%を保有）がラヴェンナ

港に陸上貯蔵庫を建設し、小規模の専用LNGターミナルを設置してLNGを貯蔵するものである。当該設備は、現在完成しており、年間１百万立方メートル超のLNG容量を有する（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。

さらに、Edisonは、既に建設許可を取得しているブリンディジの施設を含め、南イタリアにおいてさらなる施設を建設する予定である。これらは、南イタリアのメッツォジョルノ地方における持続可能なモビリティのためのロジスティクス・チェーンの構築において重要な要素となる。このため、Edisonは最近、PNNR（Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza）に基づく利用可能な資金から、ブリンディジの倉庫建設のために45百万ユーロから65百万ユーロの助成金を受ける可能性を得た。

Edisonは、イタリアにおいて小規模LNGを開発するため、2022年にSnamとの間で、特定のプロジェクトの共同開発および共同出資の可能性について定めた契約を締結した。この取組みは、ディーゼルの段階的な代替を奨励し、液化バイオメタン（バイオLNG）の使用を支援するため、イタリアのLNG部門の発展を基礎とする。その目標は、陸上、海上および鉄道輸送の脱炭素化ならびに産業および民間のオフグリッド利用を促進することである。

(ｃ) 販売およびマーケティング

2022年、Edisonは、イタリアにおいて（2021年の34.8TWhと比較して、すなわち6.2%減の）37TWhの電力を販売した（*最適化された容量を含む2022年と2021年のデータ*）。このうち、19TWhは発電によるものであり（*連結基準に従って算出された生産データ*）、18TWhは市場での購入によるものである。0.7TWhは、エネルギーおよび環境関連のサービスに対応するものである。最終顧客への販売量は合計14.2TWhであり、企業用顧客の消費量の増加および住宅用顧客部門の成長により、2021年と比較して6.6%増加した。

ガス販売量は、特に熱電供給用（＋6.9%）および卸売市場（＋52.1%）において増加して、21.1十億立方メートルとなった。産業用（－14.2%）および民生用（－19.8%）の販売量は、価格の上昇による消費の低迷により、減少した。

2022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1.76百万の電力およびガスの顧客に供給している（＋10.6%）。

当グループは、住宅用、小企業用および大手の企業用顧客など、様々な市場セグメントを対象としている。当グループは、電気およびガスの供給ソリューションならびに付加価値サービスを提供している。Edisonは、充電スタンド、ソーラーパネル、ヒートポンプおよびボイラーなどの炭素排出量や環境への影響を低減するソリューションを通じて、エネルギー移行に具体的に貢献している。

Edisonは、電気、ガスおよび付加価値サービスの商品を消費者および小企業に販売するために、物理的およびデジタルなアプローチの両方に重点を置いたマルチチャネルによるマーケティングのアプローチを採用している。第一に、Edisonは全国に広がる技術パートナーや設置業者のネットワークならびに自社店舗やパートナー企業の店舗を活用している。第二に、Edisonは、個人向けに販売提案を行えるよう、デジタルな接点（プライベート・エリアおよびアプリ）を増やした。

当年度に経験した大幅な価格の上昇およびボラティリティに対し、Edisonは高額請求に直面した小売顧客に寄り添った。Edisonは顧客に対して継続的に情報を提供し、消費量監視サービスを提供した。また、Edisonは、困難に直面している顧客、特に一般家庭や小規模事業者（商人や自由業を営む人など）を対象に、個別の支払いのスケジュールを提供している。

2022年５月にEdisonは、Gaxaの持分の過半数を取得したことによって、サルデーニャ島の小売市場に参入した（*Edisonの2022年４月１日付プレスリリース「Edisonは、Gaxaの過半数を取得してサルデーニャ島の小売市場の発展に貢献するために、ItalgasおよびMargueriteとの間で契約を締結」を参照。*）。この取得の結果、Edisonは顧客基盤を拡大し、ガス販売において同島を代表する事業者となった。Edisonの目的は、メタン化の進むサルデーニャ島において、ガス小売市場の発展に寄与することである。

Edisonはまた、意欲的なエネルギーのコミュニティ開発計画を提案している。これらのコミュニティは、再生可能資源から生産したエネルギーを共有し、自らの消費を賄う利用者の集団である。2024年までにイタリア国内に200のこうしたコミュニティを作ることを目標としている。Edisonは、Gabetti Labと共同で、共同所有者による２つのエネルギー・コミュニティの開発に着手し、かかるコミュニティは2023年初めに始動する予定である。また、同様の開発に関する契約が複数締結された。Edisonは、投資コストおよび維持管理コストを負担し、共同所有者は屋根のスペースを利用できるようにする。

さらに、Edisonは農業エネルギーのコミュニティの開発にも取り組んでいる。最近、EdisonはCesabと共同で、AgreGreen di Fondi（*大学共同環境科学研究センター*）を立ち上げた。その目的は、ローカルな農業地域をエネルギー移行のための実験場に変え、いずれ全国規模で再現することである。

(ｄ) エネルギー・サービス

Edisonは、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。

2022年５月にEdisonは、Edison Nextを設立した（*Edisonの2022年５月11日付プレスリリース「Edisonはイタリアおよびスペインにおける事業および地域の脱炭素化に向けて「Edison Next」を設立」を参照。*）。既にイタリア、スペインおよびポーラ

ンドで活動しているEdison Nextは、エネルギー効率化サービス、技術および専門知識のためのEdisonの開発プラットフォームである。2022年に同社は、65を超える産業施設、2,100を超える公共施設および民間施設、ならびに280を超える都市に対して、サービスを提供した。同社の2030年の戦略計画では、イタリアとスペインで最大2.5十億ユーロの投資および300百万ユーロのEBITDAを見込んでいる。

かかるプラットフォームは、公共機関の建物向けエネルギー・サービスや都市再生ソリューションも提供している。また、Edison Nextは、コミュニティ、地方および公共機関の脱炭素化プロセスや公共照明の支援も行っている。

2022年５月にEdison Nextは、イタリアおよびスペインで事業を展開し、イタリアで２番目に規模の大きい公共照明の事業者であるCitelum Italiaの買収を完了した。この買収により、公共照明、インテリジェント信号およびスマート・シティの分野における新たな専門性がもたらされた。また、Edison Nextは、スペインにおいて、エネルギーの消費管理および効率化に係る技術を開発するSistrolの経営権を取得した。Edison Nextは、スペインにおいて、2022年に100を超える第三セクターの建物を管理し、40を超える都市にサービスを提供している。

ビジネスモデルは、顧客の要求に応じて調整される。Edison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、産業用火力発電所、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。

Edisonの顧客は、産業部門および企業部門に属している。Stellantis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。

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。ビジネスモデルは柔軟に対応可能で、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。

公共機関市場では、Edison Nextがそのサービス・プラットフォーム、技術および専門知識を通じて、エネルギー効率の向上、環境負荷の低減および地域の価値創造を目的とした包括的なソリューションを提供している。

またEdisonは、バイオメタンの生産チェーンの開発も進めており、2030年までに10か所のバイオガス工場を稼働させることを目指している。2022年にEdison Next Environmentは、カンパニア州にバイオLNG工場を建設する予定のBiotech Srlの大株主となった。現在、都市固形廃棄物の有機成分（OFMSW）の処理からバイオガスを生産している２つの工場を、バイオLNGの生産に転換する作業が進んでいる。最近、ラツィオ地域のOFMSWのバイオメタン工場の認可も下りた。

2022年９月にEdisonおよびSaipemは共同で、プッリャ州における「プッリャ州グリーン水素の谷」プロジェクトを実施した（*Edisonの2022年９月８日付プレスリリース「EdisonおよびSaipemがプッリャ・グリーン水素バレー・プロジェクトを実施するための特別目的会社で提携」を参照。*）。両社は、Alboran Hydrogen Brindisi Srlの株式をそれぞれ50%および10%取得した。これは、イタリアにおけるグリーン水素の大規模な生産および輸送のための最初のイニシアチブの１つである当該プロジェクトの実現に向けた重要な一歩である。かかるプロジェクトには、合計220MWの電解能力を有する３つのグリーン水素生産工場（ブリンディジ、ターラントおよびチェリニョーラ）の建設が含まれており、約400MWの太陽エネルギーを動力源とする予定である。

(ｅ) 規制業務－ガス貯蔵

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%保有しており、チェッリーノ（1984年以降）、コッラルト（1994年以降）およびサンポティート＆コティニョーラ（2013年以降）の３つの貯蔵場所（枯渇ガス田）を有している。すべての施設における埋蔵量は、１十億立方メートルである。

(iii) その他国外

(イ) 欧州北部

ベルギー

ベネルクス地域は、独仏および英国の電力市場との重要な接点を有する地域である。さらにドイツ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、ゼーブルッヘのハブおよび近接するダンケルクのLNGターミナルなどの多数の輸入および輸送のインフラにより、欧州のガス市場の重要な中継地を構成している。

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF BelgiumおよびLuminusを通じて事業を行っている。

EDF Belgium

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

481MW（またはベルギーの発電容量の２%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ１の発電量は、（2015年末に追加で10年間更新された長期契約を通じて）EDFに販売され、EDF SAは代わりにLuminusに対して市場価格で電力を再販売する。チアンジュ１は、引き続き2025年まで稼働する予定である。

チアンジュ１の耐用年数の延長には、2011年から2022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397百万ユーロ）が必要となる。かかる金額には、2022年に行われた３年ごとの見直しによる影響（推定73百万ユーロ）が含まれている。

Luminus

2022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の68.63%を保有している。Luminusは、ベルギーのエネルギー市場で、２番目に規模の大きい企業であり、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25%近い同社は、2022年末現在2,289MW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、2022年に6.9TWhに達した。同社は、約2,500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、風力発電所を発展させ、エネルギー・サービスの展開を促す目標を掲げている。

Luminusは、ベルギーのチアンジュ２およびチアンジュ３の原子力発電所（それぞれ1983年および1985年に稼働開始）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。ドゥル３原子力発電所は、2022年９月23日に永久的に操業停止した。2022年６月にEngieおよびベルギー政府は、ドゥル４とチアンジュ３の原子炉について10年間の操業の延長条件を定めた基本合意書を締結した。

さらにLuminusは、ショーB発電所の２つのユニットに関する100MWの発電容量の割当契約を有している。

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。2022年４月にベルギー連邦政府は、容量報酬メカニズム（CRM）の下、セランにおいて新たなCCGT発電所のプロジェクトを選定した。かかるプロジェクトでは、総容量約870MWのガス蒸気タービン（GST）発電所の建設を行う。この新たな発電ユニットは、セランのヴァル・ビジネス・パークにある既存の発電所に隣接される予定である。このプロジェクトには、新しいユニットと並行して操業するように既存の発電所を変換することも含まれている。工事は2022年秋に開始され、新ユニットは2025年度下半期に稼働開始される予定である。

Luminusはまた、再生可能エネルギーの事業を行っている。同社は、７つの水力発電所を操業している。2022年末現在、Luminusはワロンおよびフランドルにおいて92の陸上風力発電所、計270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、2022年末現在は705MWの設備容量を有している。2022年にLuminusは、47MWの総容量を有する15の風力タービンを建設した。

「Luminus」ブランドの下で、EDFは、ベルギーの約2.2百万（*供給地点*）の住宅用顧客および企業用顧客向けに、電力およびガスを供給している。2021年５月にLuminusがポートフォリオの規模を拡大するためにEssent Belgiumを買収し、この重要な投資によってLuminusは電力およびガスの供給事業における第２位の地位を強化することが可能となった。

Luminusは、その子会社であるRami Services、Dauvister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。2022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（*セット販売のオファー*）のおかげで、170,000を超過した。

Luminusは、パートナー企業（*ATS*、*Vanparijs*、*DauvisterおよびNewelec*）とともに、企業用顧客向け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。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。

2022年にLuminusは、以下の２つの軸を中心に拡大戦略を維持した。

・一方では2021年のPowerdaleの持分の取得を通じた電気モビリティ
・子会社のATS（国の北部）およびLuminus Service（国の南部）を中心とした地域ユニットの強化

また、Citelumグループの再編に伴い、LuminusはCitelum Belgiumの事業をLuminus Citiesの名前で引き継いだ。同社は、2020年に始まったワロン地域の高速道路網におけるLED照明の改修工事を継続する。またLuminusは子会社の再編も行い、Aralt（Essentと同時に買収）の経営をInsaver（ATSの太陽光発電子会社）に移管した。

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。これにより、建設期間の終わり（2023年９

月）までに76%の省エネが達成できることが期待されている。2020年から2040年までの間に、合計で166,000トンに相当する二酸化炭素排出量を回避できる見込みである。

オランダ

その高い技術的な性能により、また欧州で初めて「ビッグ５」認証を取得した、オランダ南西部に位置する870MWのSloe CCGT発電所は、当グループの資産売却プログラムに含まれることになった。2023年１月25日にEDFは、同発電所の持分を、チェコの電力会社で電力網事業者であるEPHに売却することを発表した（*EDFの2023年１月27日付プレスリリース「EDFがオランダの870MWのSloe CCGTにおける持分の売却を完了したことを発表」を参照。*）。

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3,800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に従事しており、とりわけ再生可能エネルギー、低炭素水素、バッテリーおよびエネルギー・サービスの分野で業務を行っている。EDFは、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、脱炭素化ソリューション、セクター・カップリング、柔軟性およびエネルギーの効率化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素を提供する役割を担う当グループの子会社である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、とりわけ「*Westküste 100*」プロジェクトに取り組んでいる。かかるプロジェクトには、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が含まれている。この地域のいくつかの産業を脱炭素化するための500MWの拡張案が、欧州委員会の承認を条件に、ドイツ政府からの融資対象として選定された。さらに、Hynamics Deutschlandは、将来的に合計１GW超の電解能力を有する産業用水素利用プロジェクトを数多く開発している。
- EDF Renewablesは、2022年12月31日現在176MWの陸上風力発電による総設備容量を有しており、また329MWの陸上風力発電容量を操業した。EDF Renewablesは、ドイツの産業施設および商業施設のみを対象に、蓄電池の提供および太陽光発電による電気の販売（オンサイトPPA）を行っている。かかる子会社は、2,000kWの電力貯蔵システムを３つの工業用地に分けて所有し、操業している。同社は、現在建設中の、5,100kWの総容量を有する５つの新たな敷地を所有している。
- 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）(ニ) EDFグループのその他のサービス事業」を参照。）。
- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbHは、EDFグループの完全子会社であり、ベルリンに本社を置き、ドイツ全土で事業を行っている。同社のビジネスモデルでは、商工業を行う会社、公共サービスおよび再生可能エネルギーの開発企業向けに、エネルギーの管理および最適化に係る商品およびサービスの供給、維持管理および監督を行う。
- エアランゲン（バイエルン州）に拠点を置くFramatome Gmbhは3,000人の従業員を有しており、かかる子会社はFramatomeにとって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。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440人の従業員を有している。
- EDF Pulse Holdingの子会社であるMetroscope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同社は、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。同社は、５か国において、原子力発電所およびガス発電所の67か所において装備を行った。
- EDF Tradingは、EDFグループ全体の卸売取引支店である。同社はドイツの電力、ガス、二酸化炭素およびグリーン電力証書の市場において事業を行っている。また、グリーン・エネルギー市場における短期的、中期的および長期的な商品およびPPAにも積極的に取り組んでいる。

・EIFER（*Europäisches Institut für Energieforschung*またはEDF-KIT EWIV）は、2002年にEDFとKITによって設立された独仏のエネルギー研究機関である。同機関は、産業上の問題に焦点を当てた共同プロジェクトを通じて、協力関係を強化することを目的としている。EIFERは、都市、地域社会および産業の持続可能な発展をサポートするために、革新的な低炭素エネルギー・ソリューションを提供している。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、100人を超える従業員を有する。

主要な持分

・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25%の持分を保有している。
・EDF Pulse Holding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の少数株主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流込み式水力発電所（148MWで、５つのタービンを有する。）の50%を所有している。
・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。

デンマーク

2022年５月にEDF Internationalは、Citelum SAの完全子会社であるCitelum Denmarkを買収した。同社は、デンマークの自治体の街路照明ネットワークの運営および維持管理、ならびに規模は小さいが道路標識も扱っている。この買収により、Citelum DenmarkはEDF Danmarkとなった。同社の主な事業活動は、公共照明と技術インフラ分野のサービスが中心であることに変わりはない。さらに、同社はEDFグループ内で開発された専門知識およびソリューションを活用し、都市インフラの脱炭素化およびデジタル化に焦点を当てたサービスを拡大している。とりわけEDF Danmarkは、充電スタンドの設置および運営を行う電気モビリティの分野において、自らの地位を築いている。

(ロ) 中東欧諸国

ロシア

EDFグループは、ロシアとウクライナの紛争開始日である2022年２月24日から、ロシア連邦におけるすべての開発事業を停止した。Dalkiaは、エネルギー・サービス子会社であるDalkia Rusを売却した。2022年７月８日にEDFグループは、モスクワの代表オフィスを閉鎖する決定を採択した。

中央アジア

当グループのエンジニアリング部門（火力、水力、ネットワークおよびシステム）が、この地域においてサービスを提供するために活動している。

ウズベキスタンでは、2021年末現在、EDF、Nebras（カタール）および双日株式会社（日本）からなるコンソーシアムが、シルダリアの敷地で1,600MWのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の資金調達、建設および25年間の操業を行うことを、ウズベキスタン当局から受注した。2021年後半には株式会社キューデン・インターナショナル（日本）もかかるコンソーシアムに参画した。かかるプロジェクトは、ガスを供給し、引き換えに電力を受け取る、国営のNEGU（ウズベキスタン国営電力公社）との間の契約の枠組みによる恩恵を受けている。この契約はウズベキスタン政府が保証している。試運転は2026年中を予定している。

2022年後半にEDFは、ウズベキスタンにおいて子会社のEDF-ICA（中央アジアにおけるEDF）を設立し、特に水力発電や分散型太陽光発電の分野において、同国のエネルギー移行を支援するその他のプロジェクトを開発している。

(ハ) 南欧諸国

スペイン

EDF International SASは、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。Elcogasは現在、清算の手続に入っている。発電所の利益率に影響を及ぼす規制上の変更により、同発電所は閉鎖され、その後廃炉となる。その結果として、2019年５月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の現地の子会社であるEDF Fenice Ibéricaおよび2022年５月よりEdison Next Spainのブランドの下で事業を展開しているCitelumを通じて、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。

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。

EDFは、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。

(ニ) 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、10.1GW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61GW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。

・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、5.2GWの総設備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８GW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。「第２ ３（２）⑥（iv）最適化および取引：EDF Trading」も参照。
・Dalkiaならびにその子会社のDalkia 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の事業。「第２ ３（２）⑥（ｉ）(イ) Dalkia」も参照。
・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。「第３ ５（１）⑤EDFの国際的な科学研究開発パートナーシップ」を参照。
・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) 原子力発電関連事業：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。

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、827MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、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。

さらに、2014年12月にEDFは、EDF Norte Fluminenseを通じて、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。マット・グロッソ州に所在し、シノプ市から70km離れた位置にある同発電所は、テレスピレス川沿いに建設されており、342km^{2}の広さを有する。401.9MWの設備容量を有するこの発電所の操業は2019年に開始し、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。EDF NFは、2021年10月以降、2,500km離れたCCG Norte Fluminenseに所在するEDF NFのチームによって遠隔操作されている発電所の操業および維持管理に関する契約を締結した。

2021年にEDF NFは、マリム・アズールのコンバインド・サイクル・ガス（CCG）発電所の建設支援、操業および維持管理に係る10年間の契約を締結した。

2022年12月16日にEDF Norte Fluminenseは、送電分野における初のプロジェクトを落札し、同分野での事業を拡大するとともに、国のエネルギー安全保障への貢献を強化した。このプロジェクトには、1.6kmの送電線および345／138kVの変電所の建設が含まれている。

EDF Renewablesの子会社は、再生可能エネルギー分野において、以下のポートフォリオを有している。

・（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400MWpの太陽光発電エネルギー
・パライバ州およびバイア州で稼働中の708.5MWおよび建設中の740.8MWの風力発電エネルギー

また2022年６月にEdisonは、ミナスジェライス州における226MWのCCGTに関連して、子会社のIbiritermoの50%を売却した。

チリ

当グループは、2014年に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*）GM Holdingsの50%の株式を保有している。GM Holdingsは、合計750MWの３つの火力発電資産を運営している。

2021年９月30日にEDFおよびAMEは、480MWの容量を有するチリの最大規模の太陽光発電所の建設（建設は進行中）および１つの火力発電資産（132MW）のディーゼルからガスへの転換（転換は進行中）を含むチャカオ＋プロジェクトへの融資について、最終決定を行った。

さらに、EDFは、特に水力ポンプ貯蔵やグリーン水素プロジェクトのエネルギー貯蔵資産の開発機会を探り、開発前フェーズに取り組んでいる。

EDFグループは、EDF Renewablesを通じてチリにおいても事業を行っており、３つのプロジェクトが稼働中で、他にもいくつかが開発中である。

・2017年３月に開始した丸紅株式会社との共同プロジェクトである、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）
・2018年６月に稼働開始した、Grupo Ibereólica Renovablesとの共同プロジェクトであるカボ・レオネス１風力発電所（115MWpの容量を有し、2022年には最大175MWpに拡大した。）

ペルー

2018年以降当グループは、ペルーにおいて、特に太陽光、水力およびガスからの発電資産の開発機会を探り、開発フェーズに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。

最初の実現は2021年に行われ、ペルーのアマゾン地域のロレート地方におけるいくつかの送電網非接続型の都市において、太陽光とディーゼルのハイブリッド発電所からの電力供給を行うための複数のPPAが授与された。これらの都市は現在ディーゼル発電機のみによって電力が供給されており、発電コストが高い上に排出量が非常に多い。

配電会社のElectro Orienteは、ディーゼル発電の大部分を再生可能エネルギー（太陽光やバッテリー）に置き換えるために、様々な入札募集を行った。EDF Peruとそのパートナーである Novum Solarは、入札前に既に２か所の小型ハイブリッド太陽光発電所を操業していたが、８つの入札募集を勝ち取り、これら10か所の発電所の共同開発、建設および操業を行うための合弁会社（Amazonas Energia Solar）を設立した。

2022年末現在、（10か所のうち）３か所の発電所、すなわちプルス、アタラヤおよびサン・ロレンソ（合わせて約４MWpおよび約２MWh）が既に稼働中で、残りの７つのプロジェクトは、2023年から2025年までに計画されている試運転に向けて進行中である。2034年までの全投資額は、37MWcのソーラーパネルおよび61MWhのバッテリーに相当するはずである。

また、EDF Peru SACは、現地のパートナーであるPedro Gonzalesとともに、未開発地域における135MWの流込み式水力発電所の開発を目的とした特別目的会社（SPV）であるElectro Arazaへの出資に関して、株主間契約を2022年末に締結した。

さらに、EDF REは、イキトス市（世界最大の孤立した都市）において、重油を使用した最大200GWh／年の発電を再生可能エネルギーに置き換える入札募集を勝ち取り、2026年に試運転を予定している130MWpのハイブリッド発電所および160MWhの貯蔵の建設および運営を行う予定である。

コロンビア

2020年以降当グループは、EDF Renewables Colombia SASおよびEDF Colombia SASを通じて、コロンビアにおいて事業を行っており、非従来型の再生可能エネルギー（太陽光およびバイオマス）を中心とした発電資産ならびにグリーン水素発電施設の開発機会を探り、開発フェーズに取り組んできた。

2022年、Valorem SASの100％子会社であるColombia Reforestadora de la Costa SAS（Refocosta）とEDF Colombia SAS（EDF）の間で、共同子会社のRefoenergy Villanueva SAS（Refoenergy）を通じて保有する25MWのバイオマス発電所を建設する契約が締結された。建設は、2023年初めに開始される予定である。

(ヘ)　アジア／太平洋

アジア－太平洋地域におけるEDFグループの事業は、中国および急速な成長を遂げている国々に重点を置いている。発電、電力網およびサービスの分野におけるプレゼンスは、当グループの産業的課題となる。原子力発電分野において当グループは、台山におけるEPRプロジェクトに加え、新規のプロジェクトも進めている。

(ａ) 中国における事業

EDFグループは、中国において40年超にわたり事業を行っており、今や発電およびエネルギー・サービスにおける最大規模の外国投資家の１つである。EDFは、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、石炭火力発電所ならびに冷暖房ネットワークの運営における持分を通じて、約3.4GWの純設備容量（*EDFの持分に対応する容量の割合*）を操業している。

2022年にEDFが中国において保有する資産からの発電量のうち、53.1%が二酸化炭素フリーであり、これは中国の全国平均（49.6%）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。

当グループが晒されるリスクについては、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」およびリスク要因「４Ｂ－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。

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、英国のヒンクリー・ポイントＣ発電所の最終契約が、2016年９月29日に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グループの原子力のプロジェクトおよび事業に恩恵をもたらす技術交流の場でもある。

さらに、AFCEN（EDFが議長）とNEA（国家エネルギー局長）との間で、2017年11月に契約が締結された。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事業を行えるように、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。

EDFはまた、中国における発展を模索するEDFの適格な供給業者によって構成されている仏中電力協会（*Partenariat France Chine Électricité*またはPFCE）の議長も務めている。

2010年に当グループは、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。

2022年に当グループは、低炭素エネルギー分野における共同プロジェクトの開発を目的として、State Power Investment Corporation（SPIC）との間で基本協力協定を締結した。

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年に大亜湾の発電所（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。またEDFは、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）の建設を支援した。

EDFは現在、CGNグループに対して、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、二国間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。

EDFは、Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.における30%の持分を保有している。同社の目的は、広東省台山において２つのEPR原子力発電所（それぞれ1,750MW）に出資し、その建設および操業を行うことである。TNPJVCが発電所の操業を行っている。かかる取引を通じて、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。１号機は2018年12月13日に、２号機は2019年９月７日に商業運転を開始した。最初の18か月間の燃料サイクルの後、それぞれのユニットは、再装填を伴う「初回総合検査」のために操業停止した。

台山の１号機で発生した技術的問題についてのフィードバック

台山１号機のモニタリングにより、放射化学パラメータの異常な変化が徐々に明らかになり、燃料棒が非密封の状態となっている疑いがあることが判明した（*EDFの2021年６月14日付プレスリリース「台山原子力発電所の１号機に関する情報」および2021年７月22日付プレスリリース「台山原子力発電所の１号機に関するEDFからの連絡」を参照。*）。操業を担当するTNPJVCは、８月初旬に原子炉の操業を停止した。

燃料集合体および原子炉容器の調査後に実施された分析の結果、密封性の問題の原因は、燃料棒の被覆材の損傷によるものであることが判明した。この損傷は、被覆材の下部領域に限られており、燃料集合体の燃料棒を保持する小型デバイスの故障による機械的摩耗によって生じたものである（*EDFの2022年１月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。*）。さらに、燃料集合体および容器内部の点検を行った結果、燃料集合体と炉心を覆う部品との間に、水圧曝露に関連した局所的な現象があることが判明した。

この分析および調査によって、今後のEPR原子炉の操業において同様の現象に晒されることを避けるために、明確な教訓を導き出し、技術規定を定めることが可能となった。徹底的な調査の後、中国の安全当局は台山のEPR原子炉１号機の再稼働を承認し、2022年８月15日に送電網に再接続された。

このフィードバックがフラマンビルEPRの稼働開始に与える影響については、「第２ ３（２）①（ｉ）(ハ)（ａ）フラマンビル３EPRプロジェクト－台山から学んだ教訓」を参照。台山EPRについては、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」の「c2)2. 台山EPR（中国）」も参照。

台山EPRの発電量

2022年の純発電量は、12.4TWhであった。かかる発電量は、夏季に行われた燃料交換および維持管理のための２号機の計画的な操業停止および技術的問題の発生による１号機の偶発的な操業停止からの影響を受けたものである。

原子力発電所に適用される料金の条件

2019年３月20日に国家発展改革委員会（NDRC）は、2021年末まで435人民元／MWhの暫定料金を設定した。2021年12月22日に、中国の第三世代原子力発電所、特に台山発電所に対する新しい料金制度が公表されるまで延長された。2023年初めの時点では、まだ当局からの公表はなされていない（「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制」の「c2)2. 台山EPR（中国）」も参照。）。

Framatome

Framatomeは35年以上にわたって中国で事業を行っている。Framatomeは、台山発電所の１号機および２号機の設計を担当した。Framatomeは、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。

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1,040MW（純容量587MW）を有する複数の陸上風力発電所および洋上風力発電所における持分ならびに合計数百MWに相当する開発中のプロジェクトのポートフォリオを有している。

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関連会社を設立することによって、分散型太陽光発電に向けて事業の多角化を行った。現在までに162MWが稼働中かまたは建設中である。

2022年、EDF Renewablesの中国初となる地上設置型太陽光発電所の建設工事が甘粛省金昌市において開始された。この100MWの施設はEDFが完全に所有し、2023年に試運転を行う予定である。

洋上風力発電の分野では、2019年３月に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電力会社との間で合意に至った。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行っている。

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た。

EDFは、霊宝市（河南省）において、2020年３月に稼働開始した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・ベンチャーを設立した。2022年１月に発生した事故により、施設は閉鎖され、主要機器の技術的な検査が行われている。

三亜市（海南省）において、EDFおよびその現地のパートナー会社は、2021年９月に開始され、この地域のホテルに空調システムを提供する冷房設備の建設および運営に関して、2017年に地方自治体との間で契約を締結した。

2021年１月にEDFおよびJinan Heating Groupは、済南の新しいビジネス地区（人口９百万人）における都市空調ネットワークの開発に関する25年間の契約を締結し、2021年８月に操業が開始された。

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。

EDFはまた、130,000の街路照明の運営を行う昆明市（雲南省の省都）と締結した15年間の契約を通じて、この国において公共照明の事業を行っている。

石炭火力発電事業

Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.（SZPC）

EDFグループは、山東省において３つの石炭火力発電所を所有する会社であるSZPCの19.6%を保有している。その他の株主は、China Energy Investment Groupおよび香港の電力事業会社のCLPである。3,060MWの総容量を有するこれらの３つの発電所は、1987年から2004年まで稼働していた。2021年12月31日以降、SZPCはShihengⅠおよびⅡユニット（1,260MW）を中心にChina Energy Investment Groupへの発電ユニットの移管を順次開始しており、2028年12月31日までに全資産の売却を完了する予定である。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd.（DSPC）

EDFグループは、2007年に稼働を開始し、「超臨界圧石炭」として知られる技術を使用する2×600MWの設備容量を有する河南省の三門峡２発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。

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。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。１号機は2015年12月に、２号機は2016年４月に稼働を開始している。

研究開発活動

中国におけ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、エネルギー工学、電気モビリティおよびオープンな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。第１回目の中国におけるEDF Pulseは2021年に開催され、200を超える中国の新興企業が参加した。

（b） 中国を除くアジア／太平洋地域

アジア／太平洋における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を通じて、電力分野の開発に集中している。またEDFは、再生可能エネルギー、原子力、貯蔵、スマート・シティ、送電網、電気モビリティ、水素およびイノベーションの分野にも関与している。

東京に本社を置くEDFの国際アジア部門（EDFアジア）は、ラオス（ラオスおよびタイのパートナー会社と共同で所有し、運営する1,070MWの水力発電資産１つ）ならびにベトナム（日本のパートナー会社と共同で所有する715MWのコンバインド・サイクル発電所１つ）における２つの子会社ならびにインド、シンガポール、ベトナム、インドネシアおよび日本における複数の開発事務所に依拠している。

ベトナム

2022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（住友商事）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、運営および移転）契約の期間は20年間である（移転は2025年２月に完了する予定である。）。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、EDFによって20年間運営される。

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%）とともに構成する*）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月にベトナムの商工省（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、2020年12月に改訂された。2021年10月27日、当該プロジェクトは商工省から「原則的な投資決定」に選ばれた。2022年／2023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2026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、PPA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

2022年12月31日現在、EDF Investは、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。ナム・テウン２は、EDFグループが「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（*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。

2022年にナム・テウン２は、貯水池の満水率が37%しかなく、操業開始から過去最も乾燥した年に直面した。この水文学の財務的影響を軽減するために、PPAでは特定のメカニズムが発動された。発電所の事業は、2022年11月中旬から2023年３月中旬までの間、操業停止と維持管理の期間に方向付けられた。これは、２つのタービンの大規模なオーバーホールを完了し、下流チャネルの主要な土木構造物の維持管理および修理を行い、12年間の運転後の各施設の状態を点検するためにナム・テウン２が実施する、最長かつ最大の操業停止期間となる。

ナム・テウン２水力発電ダム貯水池において、80MWp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年に開始された。かかるプロジェクトは、2019年７月にラオス政府との間で、その後2020年６月にEDFのパートナー企業との間で覚書（MoU）が締結されたことにより、正式に決定された。2021年中に、ラオス政府とのプロジェクト開発契約（PDA）およびパートナーとの覚書の締結を含む、NTPCによる生産の最適化および発展に向けた重要なステップが取られた。この２つの電源のハイブリッド化の恩恵は多岐にわたる。特に、貯水池の最適化により乾季の生産能力を向上させ、環境または社会に大きな影響を与えることなく低炭素エネルギーを開発することが可能になる。

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、現在進行中のスマート・メーター・プロジェクトで新たな経過目標を達成し、インド全土で開始されている新たなスマート・メーターに係る入札募集に参加することにより、スマート・メーター事業の発展を続けている。約５百万台のスマート・メーターを配備することを目標としている、インドで進行中のスマート・メーター・プロジェクトは国家的なベンチマークとなっており、現在、プリペイドのスマート・メーターを用いたインド最大のスマート・メーター配備プロジェクトである。2022年11月現在、１百万台を超えるスマート・プリペイド方式のスマート・メーターの設置に成功している。

インドにおけるEDFのその他の注力分野は、従来型の水力発電プロジェクトおよび揚水発電プロジェクトを開発することであり、特に揚水発電プロジェクトは、インドが低い二酸化炭素排出量のエネルギーへの移行を図る上で礎となるものである。

EDF Renewablesは、インドにおいて太陽光発電事業および風力発電事業を拡大し続けている。

ミャンマー

2021年２月１日のクーデターを受け、EDFはミャンマー北東部（シャン州）のシュウェリ川における671MWの水力発電ダムの開発プロジェクトであるミャンマーのシュウェリ３プロジェクトの中止を発表した。基本的人権の尊重は、EDFが関与するすべてのプロジェクトの前提条件である。そのため、クーデター以降、シュウェリ３のコンソーシアムは、下請業者の活動も含め、プロジェクトの開発中止を決定した。

さらにEDFは、ミャンマーの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）の開発中止を決定した。

インドネシア

2017年以降、EDFグループは、再生可能エネルギー・プロジェクト、特に水力発電またはスマート・メーター・プロジェクトの開発を重視しながらインドネシアにおける開発戦略を継続している。

シンガポール

2014年、EDFグループは、スマート・シティ向けの特注の都市計画ツールを駆使してSingapore Housing Development Board（HDBといい、都市の最大の建設会社である。）をサポートするために、６番目の国際研究開発センターであるEDF Lab Singapore Pte. Ltd.（Lab）を開設した。Labは現在、以下の３つの主要なトピックに焦点を当てている。

・スマート・グリッド（東南アジアのEDF研究開発マルチ・エネルギー・プラットホームである試験的なMASERAを含む。）
・電気モビリティおよび水素
・エネルギー市場

Labは、教育機関との強い繋がりの一環として、部分的にシンガポール当局からの融資を受けている２つの「デジタル・エネルギー」研究プロジェクトに参加している。

・「相互接続マイクロ送電網の運営プラットフォーム」（PRIMO）：現地のアカデミック・パートナー（NTU、SIT、TUM@CREATE）と連携してLabが主導する研究プロジェクト
・「デカルト（Descartes）」：25の大学および５つの産業パイロット（「デジタル・エネルギー」パッケージを担当するLabを含む。）と連携してCNRSが主導する５年間の研究プロジェクト。このプロジェクトは、重要な都市システム（エネルギー、大気質、交通等）の意思決定を改善するためのハイブリッドな人工知能プラットフォームを開発することを目的としている。

Labに加えて、シンガポールの子会社（EDF HQ Singapore Pte. Ltd.）が2018年に設立され、スマート・グリッド、電気モビリティ、スマート・シティおよび相互接続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んでいる。EDF HQ Singapore Pte. Ltd.およびTuas Powerは、シンガポールの産業振興を担当する政府機関（JTC）および規制当局であるエネルギー市場当局（EMA）から、いわゆる「スマートH2プロジェクト」の受注を獲得した。シンガポール政府からの補助金を得て実施されている当該プロジェクトおよびその実現可能性の検討は、再生可能エネルギー・システムを構成し、仮想発電所によって、電解槽でグリーン水素を生産した後、産業用顧客に向けて販売される。このプロジェクトには１MWeの電解槽が含まれ、エネルギー管理システムおよびグリーン電力証書が使用される予定である。

また、EDF HQ Singapore Pte. Ltd.は、（事業開発、財務および人事の面で）アジアの他の子会社のプロジェクト開発をサポートしている。

日本

EDFは、2022年７月に日本における子会社のEDFジャパン株式会社を設立した。EDFジャパン株式会社は、EDFアジアの経営陣を受け入れている。また同社は、日本における（水素の下流の輸入および応用ならびにバッテリーに関する）事業開発活動にも取り組んでいる。また、水素を利用した低炭素化プロジェクトは、アジアおよび世界におけるこの主のプロジェクトをサポートするために活用される。

オーストラリア

EDFは、その発展を追求し、アジアにおけるプレゼンスを拡大するために、2023年にオーストラリアに子会社を設立するための外国投資審査委員会との手続を開始した。

同国のエネルギー移行をサポートするために、水力発電、PSP（揚水発電所）およびその他の革新的なプロジェクトに主に焦点を当てる予定である。

(ト) アフリカ

当グループはアフリカ大陸において、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、開発を進めている。

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。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、20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。これらのソリューションは、個別のソーラー・キットから小規模電力網の販売および農家向けのソーラー・ポンプまで多岐にわたる。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、ケニア、ザンビアおよびトーゴにおける２百万を超える人々が、照明を付け、家庭用電化製品に電源を入れることが可能になる。

またEDFグループは、目的に合った送電網非接続型のエネルギー供給および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、（*EDF Pulse Holdingの少数株主持分および資産運用会社のMeridiamの投資ファンドとともに*）NEoT Offgrid Africaを設立した。

南アフリカ

・EDFグループは、クーバー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いる。またEDFは、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。

・EDFグループはESKOMとの特権的な関係を築いており、2022年５月に締結された覚書（MoU）で記録されている。同覚書では両当事者の技術チーム間の交流を促進し、ESKOMが南アフリカで直面する課題に対処するための支援を行うことを目的としている。

・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、水力工学および送配電に関するサービスの販売に関して、EDFの事業活動をアフリカ南部において展開していく責任を有する。2018年12月にEDF Development South Africa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するために、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が落札された。現在、これら４つのプロジェクトすべてが稼働中である。
2021年にEDF Renewables（南アフリカ）は、これらの政府による入札において、複数の重要な契約を獲得した。
2022年度第１四半期にEDFは、2024年に稼働開始が見込まれている、75MWの風力、太陽光およびバッテリーのハイブリッド・プロジェクト（ウモイランガ）に投資する最終決定を行った。
2022年10月、合計420MWを有する３つの風力発電プロジェクトに関する法務上のクロージングが完了した。これらの風力発電プロジェクトは、2024年半ばに稼働開始する予定である。
EDF Renewablesは、鉱山会社のAnglo Americanが実施した、同社のモガラクウェナ鉱山に供給するための100MWの太陽光発電容量の入札募集を落札した（最終投資決定は2023年に予定されている。）。
同社は、最大５GWの再生可能エネルギー・プロジェクトを開発することを目的として、Anglo Americanとともにジョイント・ベンチャー（Envusa Energy）を設立することを発表した。

・2022年８月に当グループは、南アフリカにおいて商業用および企業用（C&I）顧客向けの太陽光発電プロジェクトを開発するために（プロジェクトのポートフォリオは80MW超）、DPA Southern Africaの50%の持分を取得した。

・送電網非接続型部門では、2002年に設立され、EDF Internationalにより50％保有されているKES（Kwazulu Energy Services）が低所得の住宅用顧客向けのソーラー・キットを販売し、運営している。

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いる。当グループは、2017年の覚書（MoU）の締結をよって正式なものとなったEDM（Electricidade de Moçambique）との優先的なパートナーシップを確立しており、このMoUは2021年11月に３年間更新された。

・2022年７月にEDF INは、EDMの配電網の非技術的な損失を削減するための契約を実行するにあたって選出された（フランス開発庁またはAFDが資金提供）。

・EDFおよびTotalEnergiesで構成されるコンソーシアムは、ムパンダ・ンクワ水力発電プロジェクト（1,500MW）の入札募集に参加するための事前資格を得ている。入札募集は2023年３月に実施される。

・EDFは2022年８月、EDMとの間で、AFDからの資金調達に関するFEXTE（*FEXTE（技術的な専門知識および経験の共有のためのファンド）は開発途上国における技術協力プログラムやプロジェクト準備研究に資金を提供している。*）に署名した。その目的は、2020年に発生したような広範囲の停電を防ぐためにネットワークのパフォーマンスを向上させることであり、2023年には対策が講じられる予定である。

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いる。地域における開発を支援するために、当グループは1997年にEDF Marocを設立し、2012年にEDF Renewables Marocを設立し、また2016年にEDF Fenice Marocを設立した。

当グループは、国営電力水道公社（ONEE）、モロッコ持続可能エネルギー庁（MASEN）、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、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事業を行っている。

・当グループは、モロッコのエネルギー構成の脱炭素化に貢献している。（*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、タザ風力発電所（150MW）の開発、資金調達、建設、操業および維持管理に関する入札募集の落札者としてONEEにより選ばれた後、2022年７月にかかるプロジェクトの第１フェーズ（87MW）の稼働を開始した。かかるコンソーシアムは、MASENおよびONEEとともに第２フェーズの協議を開始し、2025年までに第２フェーズの稼働を開始することを目標としている。

・EDF Renewablesは、（*MasdarおよびGreen of Africaとともに構成する*）コンソーシアムを通して、MASENによって実施されたヌール・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に関する入札募集の終了後、2018年に落札者として選出された。この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。電力購入契約は、2020年にコンソーシアムとMASENとの間で締結された。

・EDF Renewables Marocは、MASENとのパートナーシップとともに、新たにコウディア・エル・ベイダ風力発電所（100MW）の建設を2022年７月に開始した。かかるプロジェクトは、同国の北部に位置する既存の風力発電所（50MW）の「リパワリング」を行うものであり、この種のプロジェクトはアフリカ初となる。かかる風力発電所は2024年度第２四半期に稼働開始が予定されている。

セネガル

また当グループは、カフリン－タンバクンダ－ケドゥグの地方電化委託事業の事業者である完全子会社のERAを通じて、セネガルにおいても事業を行っている。2021年７月に新電気事業法が採択され、制度改革が進む電力セクターにおいて、農村電化委託モデルの経済的な持続可能性の問題は、料金改定問題を通じて依然として話題となっている。ERAは規制当局に例外的な料金の見直しを要請し、現在も係争中である。

カメルーン

・EDFグループは、ナハティガル水力発電ダムの建設とともに、2014年にカメルーンにおいて事業を開始した。2016年７月に設立したNachtigal Hydro Power Company（NHPC）は、EDF Internationalによって40%保有されている（*IFC（20%）、カメルーン共和国（15%）、Africa50（15%）およびSTOA（10%）の割合で共同保有されている。*）。NHPCは、ヤウンデ北部のサナガ川沿岸に位置する420MWのナハティガル水力発電プロジェクトの設計、資金調達および建設を担当しており、2021年に完成したナハティガルとヤウンデを結ぶ送電線の責任も負っている。2017年４月にNHPCは、2024年に予定している商業的な稼働開始から35年間の発電委託契約を締結した、財務上のクロージングは2018年12月に完了した。EDFは、プロジェクトが成功裏に完了することを確実にするために、NHPCとの間でプロジェクト所有者支援契約を結んだ。
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。2022年末現在、プロジェクトは80%超完了している。更新されたスケジュールには、COVID-19の健康危機の影響に起因する５か月の遅延を含む11か月の遅延が含まれている。１号機の試運転は2023年末、操業開始は2024年度下半期を予定している。

・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、カメルーン共和国とEDFの間で協議が行われ、2021年６月に本プロジェクトの共同開発に関する契約の締結が実現した。EDF Internationalとカメルーン政府がそれぞれ50%の持分を保有することとなる事業会社が2023年に設立される予定である。

・EDFグループは、配電部門の既存の電力事業者であるEneoのコンサルタントとして活動を続けている。

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月に稼働を開始した。PPAの期間は25年である。

・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、39MWの稼働中の太陽光発電所および200MWの開発中の発電所のポートフォリオを有している。

・またEDFグループは、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（Egyptian Electricity Transmission Company）との送電分野において、EDFグループは、デルタの給電所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、当グループは、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。
・2022年４月、EDF Renewablesと現地パートナーであるZero Wasteとの間で「グリーン燃料同盟（Green Fuel Alliance)」の名称で同盟が結ばれた。エジプト政府との間でグリーン・アンモニアの生産に関する覚書が締結された。同盟は、エジプト政府系ファンドとの契約の条件や枠組みについて交渉中である。

コートジボワール

・EDFグループは、（*アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCAおよび投資会社であるMeridiamと共同で*）46MWのバイオマス発電所の「ビオヴェア」プロジェクトを開発している。2017年11月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た。2019年12月には委託契約が政府との間で締結された。財務上のクロージングが完了し、2022年後半に建設が開始された。
・2019年にEDF Internationalは、西アフリカの暖房、換気、工業用冷蔵および太陽光発電の分野において強力な開発およびイノベーションの専門知識を有するConergies Groupの49%を保有する株主となった。
・2016年８月に当グループは、コートジボワールおよびその周辺地域における開発戦略を支援する現地子会社を設立した。ジョイント・ベンチャーのZECI（*ZECIは2021年後半に持分を取得された結果、EDF Internationalによって50%、Méridiamによって50%保有されている。*）は、農村部や都市近郊の家庭を対象にソーラー・キットを設置し、維持管理を行う送電網非接続型プロジェクトを展開するために、2016年10月に設立された。

ガーナ

2017年12月以降、EDF Internationalは、ソーラー・キットを販売していたが、2020年に開発が中止されたZEGHAの30%の持分を有している。

トーゴ

・当グループは、英国の会社であるBBOXXと共同で設立したジョイント・ベンチャーのBBOXX EDF Togoを通じて、トーゴにおいて事業を行っている。同社は、農村家庭を対象としたソーラー・キットの販売、設置および維持管理を請け負っている。また、2020年にはケニアの会社であるSunCulture（EDF Internationalが間接的な持分により所有）およびトーゴ政府との間で、ソーラー・ポンプを配備するためのパートナーシップが構築された。
・2020年初頭にEDFグループは、開発戦略をサポートし、エンジニアリング・サービスの継続的な提供を確保するために支社を設立した。

ケニア

・2018年７月以降EDFグループは、主にケニアの農家向けのソーラー・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。EDFは、SunCultureの親会社であるSavant Groupの16.9%の持分を保有することで、SunCultureの国際的な展開を支援している。
・2021年にEDFグループは、Bboxx Capital Kenya Limitedの間接持分を取得した。同社は、農村家庭向けにソーラー・キットの販売、設置および維持管理を請け負っている。
・2021年２月以降、EDFグループはDPA Kenya（*旧Econet Energy Kenya*）の50%を保有している。同社は、ビジネス市場向けの分散型太陽光発電を専門としている。DPA Kenyaは、設計から維持管理および融資に至るまでのソリューションを開発している。セメント製造業者のDEVKI向けの最初の４MWの共同プロジェクトの建設が2022年10月に開始され、稼働開始日は2023年に予定されている。
・ケニアが原子力プロジェクトへの意欲を復活させる中、当グループは政府に対してその関心を示した。

マラウイ

2022年８月にマラウイ政府、IFC（*IFC：国際金融公社*）ならびにEDFおよびSCATECのコンソーシアムは、マラウイにおける350MWのムパタマンガ水力発電プロジェクトの55%の持分をコンソーシアムに与える関係協定に署名した。2022年９月、コンソーシアムは正式にプロジェクトの戦略的スポンサーに任命された。2029年に予定されている稼働開始後、ムパタマンガは約２百万人に電力を供給し、年間520,000トンの二酸化炭素排出量を回避する見込みである。EDFおよびSCATECは、開発、建設および操業のフェーズを主導する。

エスワティニ（旧スワジランド）

EDFグループは、パートナーシップ（*Montignyグループとのパートナーシップ*）を通じて、エスワティニ政府が2020年８月に実施した、25MWのバイオマス発電所（MOBIOプロジェクト）の開発に関する入札募集に参加するための事前資格を得た。

ザンビア

小規模電力網の供給を発展させるために、2020年にEDF Internationalは、Standard Micro Grid Initiatives Limitedの12%の持分を取得した。この新興企業は、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。

(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）に所在する地域拠点を通じて、地域の事業を網羅している。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）に拠点を有している。

これらの拠点は、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これらのエネルギー移行をサポートすることである。

2022年において、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のアブダビを拠点としている。

・コンソーシアム（*関西電力株式会社（KEPCO）および九州電力株式会社からなるコンソーシアム*）によって実施される、直流高電圧（HVDC-VSC）海底送電システムの開発および運営を行うための、3.8十億米ドルの戦略的なプロジェクトの財務上のクロージングの最終的な成立。かかるプロジェクトは、中東および北アフリカ地域で初となるものである。この大規模プロジェクトは、ADNOC（*アブダビ国営石油会社*）の洋上生産事業を、アブダビ陸上送電網を通じて供給される、よりクリーンで高効率なエネルギーに接続するものである。このプロジェクトは、UAEの「2050年までにネット・ゼロの戦略的なイニシアチブ」を支持しながら、ADNOCの洋上での炭素排出量を30%超削減するものとなる。

・2022年にEmergeは、合計150MWの分散型太陽光発電プロジェクトに関する複数の契約を確保した。Emergeは2021年にEDFおよび再生エネルギーにおける世界の主導者であるMasdarによって設立されたジョイント・ベンチャーである。さらに、同社はエネルギー効率化および公共照明に関するプロジェクトを開発している。Emergeのサービスは、主にアラブ首長国連邦およびサウジアラビアの商業用および工業用の顧客を対象としている。このようにして、エネルギー移行という点で、これらの国の意欲的な目標に貢献している。

・コンソーシアム（*EDF Renewablesおよび中国企業のJinko Power Technology Co., Ltd.で構成されるコンソーシアム。財務上のクロージング時点で、かかるデベロッパー２社に加えて、現地のパートナーであるTaqaおよびMasdarが加わった。*）を通じた、アル・ダフラPV２太陽光発電プロジェクトの資金調達、建設および操業に関する開発契約の締結。２GWの設備容量が見込まれており、2023年夏季に稼働開始予定のかかる太陽光発電所は、世界で最も強力なものとなる。同発電所は、年間2.4百万トンの二酸化炭素排出量を回避できる見込みである。

・ENGIEとのコンソーシアムを通じた、アブダビ公共照明プロジェクトの第２フェーズ（130,000灯）の設計、設置および管理に関する商業契約の締結。財務上のクロージングは、2023年春である。

以下のその他の主要なプロジェクトは、顧客のDEWAとともに、ドバイを拠点にしている。

・「DEWA Ⅲ」と呼ばれる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（アラブ首長国連邦の水道および電気を担当している）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年の発足時では、世界最大級の太陽光発電所であった。2021年８月、EDF RenewablesおよびそのパートナーであるMasdarは、発電所の操業および維持管理を行うEnergize O&M Coを設立した。DEWA Ⅲの生産により、ドバイの240,000世帯にカーボンフリーの電気が供給されることになる。

・（2024年度上半期の終わりに）ドバイ首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。

その他のプロジェクトは、以下のとおりである。

・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、Emirates 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。FramatomeおよびNawahの間で、維持管理サービスの提供に関する２つ目の契約が2021年６月に締結された。

・現在ドーハにおいて、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。かかるプロジェクトには、変電所および高電圧ケーブル・ネットワーク、とりわけ2022年に稼働を開始したカタール最大の太陽光発電所であるアル・カルサの避難用変電所の建設が含まれる。この顧客によって、再生可能エネルギーの開発および送電網の性能向上を含む技術的および戦略的に価値の高い複数のプロジェクトが成功裏に実施されている。

・最後に、この地域における成長の勢いを維持するために、Dalkiaは2022年６月に、主に中東および米国を拠点とするUS Chiller Servicesを買収した。従業員数330人のこの会社は、大型の冷凍工場の運営および維持管理を専門としている。

サウジアラビアにおける主要なプロジェクトには、以下が含まれる。

・2014年にEDFグループは、国のベンチマークの電力事業者であるSaudi Electricity Company（SEC）とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約によって、２つのグループの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。2022年にEDFは、配電網自動化プロジェクトの展開のためのプロジェクト管理オフィス（PMO）として、SECによる入札を勝ち取った。

・EDF Renewablesは（*EDF Renewables*、*MasdarおよびNesma Renouvelablesで構成されるコンソーシアムと*）共同で、サウジアラビア初となる、400MWの設備容量を有するデュマト・アル・ジャンダルの風力発電プロジェクトの出資、建設および運営に係る入札を2019年に勝ち取った。商業的な運転は、2022年７月に開始された。

・2020年に、EDF Renewablesは、（*EDF Renewables*、*MasdarおよびNesma Renouvelablesで構成されるコンソーシアムとの*）パートナーシップの一環として、エネルギー省が実施した入札募集において、南ジェッダ・プロジェクトを獲得した。この300MWの太陽光発電所は、2023年に試運転が見込まれている。かかる発電所はEDF Renewablesにとって、サウジアラビアで初めての太陽光発電所となる。

イスラエルにおける活動は、以下のとおりである。

EDFグループは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いる。EDF Renewablesは2022年末現在、送電網に接続されている総容量530MWの太陽光発電プロジェクト（36MWの容量の水上プロジェクトを含む。）を運営している。同社は38MWhの蓄電池と18MWhの独立型バッテリーを含む93MWpの容量を有する追加のプロジェクトを建設中である。同子会社は、2023年に約70MWの浮体式太陽光発電プロジェクト、40MWのソーラー・ルーフおよびソーラー・シェード、100MWの蓄電池付き地上設置型太陽光発電プロジェクトならびに67MWの風力発電プロジェクトの建設に向けた準備を進めている。これらのプロジェクトは、国または地方自治体が主催する入札で落札された。

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。

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、またレゾンデートルに従い、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

提案されるサービスは、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、様々な子会社および部門を通じて実施されている。

(イ)　Dalkia

EDFグループは、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いる、欧州のエネルギー・サービス市場の主導的な会社である。同社は、４つの地域（英国、米国、ポーランドおよび中東）で国際的な事業展開を行っている。

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。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地域のエネルギー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ている。

同社は、2022年には6.5TWhのエネルギーの節約を達成し、その顧客が4.2百万トン（*ガス・コジェネレーションによる二酸化炭素排出量の削減分を除いた場合は４百万トン*）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、冷暖房ネットワークのために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源および回収エネルギー源（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等）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。
・Dalkiaは、循環経済型アプローチにより、廃棄物の再生利用からのエネルギー生産を奨励しており、これにより化石燃料の利用が制限され、Dalkiaの脱炭素化の目標達成に貢献する。

Dalkiaおよびエネルギー節約

Dalkiaの第２の事業ラインは、特にエネルギー・パフォーマンス契約を通じた「エネルギー節約」である。

・Dalkiaは、次第に消費量を減少させるスマート・ビルディングおよび建物のエネルギー効率化を向上させるためのエネルギー改修工事を通じて、エネルギー節約のソリューションを開発している。
・Dalkiaはまた、デジタル知能と人工知能を組み合わせたエネルギー・パフォーマンス管理センターの「Dalkiaエネルギー節約センター」を利用して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 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を通じて、エネルギー消費量の最適化および環境保護を行うことにより、顧客向けに管理された温度を提供している。

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のあらゆるサービスを提供している。圧縮空気は、大量の電力を必要とする集約的なユーティリティであるため、エネルギー節約となる可能性がある。

Dalkia EN

Dalkia EN（*Énergie Nucléaire*）は、原子力環境に特化した、Dalkiaグループの完全子会社である。同社では、以下の２つの事業ラインにおいて、700人超の従業員が従事している。

・バックアップ用発電資源ならびに原子力発電所用の冷熱生成システムおよび換気システムの維持管理
・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

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holdingは、Dalkiaの完全子会社である（*Dalkiaの2022年１月25日付プレスリリース「Dalkiaが電気工学の子会社を設立」を参照。*）。同社は、主に以下の２つの分野で電気工学サービスを提供している。

・高電圧：民間または公共の電力ネットワーク、照明、工業プロセス、輸送等
・中低電圧：スマート・センサー、アクセス管理、ビデオ監視、交通信号等

Dalkia Electrotechnics Holdingは、電気設備の設計、設置、運営および維持管理を行い、顧客のニーズに合わせた様々なサービスを提供している。Citelum Franceは、2022年１月にDalkia Electrotechnics Holdingに統合され、「Dalkia Electrotechnics」に名称変更された。

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、サービスの提供ならびにプロジェクトの設計および導入を行っている。同社は、700人の従業員を擁し、7,000を超える設備を運営している。

フランス国外におけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Polska SolutionsおよびDalkia Polska Energia（ポーランド）

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。

Imtech（英国）

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、英国において設立された。同社の子会社である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。Imtechは2022年12月19日にSPIE UKを買収した（*Dalkiaの2022年12月19日付プレスリリース「ImtechがSPIE UKの買収に関する契約を締結」を参照。*）。この買収により、Imtechは主要市場でのプレゼンスを拡大し、産業用計測器、クリーンルームおよびセキュリティ・システムの分野における専門的なサービスによって提供範囲を拡大することが可能となる。

Dalkia Energy Solutions（米国）

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。

Dalkia Energyは、米国の会社であるChiller Services LLCの全株式を2022年６月21日に買い取った（*Dalkiaの2022年６月21日付プレスリリース「DalkiaがU.S. Chiller Servicesを買収したことにより、中東での発展において大きな経過目標を達成」を参照。*）。

Aegis Energy Services（米国）

マサチューセッツ州に拠点を置くAegis Energy Services LLCは、小規模のガス・コジェネレーションの発電所および施設の設計、建設、試運転および維持管理を専門に扱う会社である。

Dalkia Middle East Energy Company Limited（中東）

Dalkia Middle East Energy Company Limitedは2021年に設立され、発電所、冷却ネットワーク、エネルギー・パフォーマンス契約およびマルチ・テクニカルな維持管理の分野で活動している。

Dalkia Middle Eastは、以下の会社の全株式を買い取った。

・2022年６月21日にAl Shirawi US Chiller LLC
・2022年９月29日にCGC US Chillers WLL（カタール）

これらの会社は、冷却装置およびその他のHVAC（*暖房、換気および空調の管理*）機器の運営、維持管理、稼働および修理を専門に扱っている。

(ロ) Citelum

街路照明および関連サービスに従事している子会社のCitelumの事業を地理的および事業的に再編するプロセスが2022年も継続している。

イタリアおよびスペインの事業はEdison Next（旧Fenice）に、デンマークの事業はEDF Internationalにそれぞれ移管され、当グループ内の電気工学事業の統合が完了した。ブラジルおよびチリの事業は、現地の買い手に売却された。

これらの最終的な取引により、Citelumの再編は完了した。2023年以降、Citelumの残りの重要でない事業ラインについては、最後の契約義務が終了するまでサポートが行われる。

(ハ) EDF Pulse Holding

イノベーション・アンド・パルス・プログラム部門

DIPPと呼ばれるイノベーション・アンド・パルス・プログラム部門（*Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse*）は、以下の３つの主要な機能を中心に構成されている。

・イノベーションのための戦略的枠組み：EDFグループの範囲（*Enedisおよび*RTE*を除く*。）に適用される、イノベーションのための優先分野、主要なプロジェクトおよびそれらに関連する行動計画を特定する、イノベーションのための年次の戦略的な枠組みを策定する。この枠組みは、研究開発部門およびEDFグループの事業ラインとの密接な協力の下に作成される。
・パフォーマンスおよび開発：パルス・プログラムを通じて当グループの事業ラインをサポートするために、イノベーションの手段および手法に関する専門知識を統合し、イノベーションの価値創造指標を定義する。
・新規事業：以下の３つのプログラムを通じて、EDFグループの新しい成長レバーを特定し、開発する。
－社内起業制度の発展のためのEDFパルス・インキュベーション・プログラム
－イノベーションに特化した新興企業およびファンドへの投資のためのEDFパルス・ベンチャー・プログラム
－当グループの事業ラインにとっては十分に成熟していないが、当グループにとって戦略的となり得る産業プロジェクトについて、当グループを位置付けることを目的としている、主要な革新的産業プロジェクト・チーム

新興企業および投資ファンドの持分は、EDFの完全子会社であるEDF Pulse Holdingによって運用されている。EDF Pulse Holdingのポートフォリオの発展は、EDFパルス・インキュベーション・プログラムおよびEDFパルス・ベンチャー・プログラムに直接的に関連しており、その詳細は以下のとおりである。

EDFパルス・インキュベーション

EDFパルス・インキュベーション・プログラムは、新しい事業およびサービスを設計し、開発するために、当グループの従業員のアイディアおよびノウハウを活用している。インキュベーター・プログラムは、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い、また社内起業家の専門的能力を育成する。このサポートは、当グループの進化および従業員のスキルアップに貢献することから、社内起業家だけでなくEDFグループ全体に役立っている。EDFパルス・インキュベーション・チームはEDFパルス・ベンチャー・チームと密接に連携しているため、インキュベートされたプロジェクトは、市場の動向およびニーズを継続的に把握しながら、「投資」主導型のビジョンからの恩恵を受けている。

社内起業プロジェクトは、EDFグループの新たな子会社の設立へと繋がる可能性がある。以下がその具体例である。
・大型車両および産業市場向けに低炭素電力を利用した水電解による低炭素水素の製造および販売を行う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・ソフトウェアを開発したMetroscope
・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
・公共セクターおよび民間セクターの企業に対してエネルギーや炭素に関するコンサルタント・サービスを提供するUrbanomy

2022年にEDFパルス・インキュベーション・プログラムは、子会社のYxir（下記を参照。）の設立をサポートした。

EDFパルス・ベンチャー

EDFパルス・ベンチャー・プログラムの任務は、EDFグループ以外で新規事業および革新的なソリューションを特定することである。これは、EDF Pulse Holdingの新興企業やベンチャー・キャピタル・ファンドの投資ポートフォリオを、通常は少数株式、例外的には過半数株式への投資によって発展させるためのベクトルである。その一例がPerfescoであり、この分野で達成された省エネ手法によって、産業向けのエネルギー効率化プロジェクトに資金を提供している。

またこのプログラムの目標は、当グループの新規事業を開拓し、そのリスクを取り除き、EDF Pulse Holdingの新興企業と当グループの事業ラインとの相乗効果を生み出すことである。

2017年以降、EDFパルス・インキュベーション・プログラムおよびEDFパルス・ベンチャー・プログラムを通じて、フランスを中心に欧州および北米において、社内外の新興企業29社および投資ファンド21社に約400百万ユーロが投資された。

2022年のEDF Pulse Holdingのポートフォリオへの新規追加

BeZero Carbon

BeZero Carbonは、自主的なカーボン・オフセットの格付機関である。同機関は、気候科学、金融および政策に関する専門知識を組み合せて、カーボンの格付およびリスクやデータの分析のソリューションを提供し、情報へのアクセスを改善し、意思決定を支援している。同機関の目的は、環境に良い影響を与える市場を創出することである。EDF Pulse Holdingは、50百万米ドルのシリーズB投資ラウンドの際に、英国に拠点を置くこの新興企業の持分を取得した。

Carbon8

Carbon8は、ロンドンのグリニッジ大学からスピンアウトした企業である。同社は、産業廃棄物と二酸化炭素を組み合わせて高価値の鉱物複合材料を製造することができる、特許取得済みの炭酸化技術を開発し、販売している。この設計はコンテナに組み込まれており、顧客の現場で直接プロセスを展開できるようになっている。このような形で二酸化炭素を永久的に回収

し、貯留することによって、重工業による廃棄物管理を改善し、廃棄物の埋立てと二酸化炭素排出量をゼロにする目標達成の一助となる。EDF Pulse Holdingは、５百万英ポンドの資金調達ラウンドの際に、この新興企業の持分を買い取った。

Ekoscan Integrity

Ekoscan Integrityは、超音波非破壊検査の技術ソリューションの統合的な供給業者であり、迅速かつ効果的なインフラ監視機能を顧客に提供している。Ekoscan Integrityは、著しい技術的な優位性、独占特許、独自の専門知識およびデータとAIに基づくアプローチによって、国際的に急速に拡大してきた。同社は、主に要求の高い原子力分野で培った、40年以上にわたる産業界での経験からの恩恵を受けている。EDF Pulse Holdingは、23百万ユーロの資金調達ラウンドの際に、フランスに拠点を置くこの新興企業の持分を取得した。

Yxir

Yxirは、EDFパルス・インキュベーション・プログラムから生まれたEDFグループの新しい子会社である。同社は、事業者が製品やサービスの品質を管理できるように、人工知能に基づいたサービス提供の開発および販売を行っている。Yxirのソリューションでは、スマート・トラブルシューティング、トレンドと再発の監視、多重相関分析および重要業績評価指標（KPI）の自動化という４つの高付加価値機能を提供するために、品質管理システムからのデータを処理および分析する。

Quantonationファンド

Quantonation 1は、量子技術に特化したQuantonation Venturesが運営するベンチャー・キャピタル・ファンドである。このファンドは、高性能コンピューティング、サイバー・セキュリティ、エネルギーおよび医薬品の開発などの分野で革新的な応用を行うことができる。Quantonationは、これらの技術を、産業界において商業的に入手可能な製品に移行するサポートを行うことを目指している。EDF Pulse Holdingは、2022年７月11日にQuantonation Venturesが閉鎖した最初のファンドであるQuantonation 1を買い取った。

(ニ)　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事業体および子会社によって完成する。これらは特定の分野で活動し、様々なカテゴリーの顧客（住宅、専門家、法人および地方自治体）を対象としており、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。

Datanumia

顧客によるエネルギーおよび光熱費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。DatanumiaはEDFグループの完全子会社である。同社は、それぞれのタイプの顧客（住宅、企業および地方自治体）が新しいエネルギー形態を活用することで、エネルギー消費および炭素排出量を最適化することができるよう革新的なデジタル・ソリューションを提供する。

Datanumiaは、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っている。同社は、エネルギー管理のバリュー・チェーン全体にわたって、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。Datanumia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、エネルギー監査およびフランスのサービス部門命令（*Décret Tertiaire*）の対応サポートを含む。）を通じて、Datanumiaは毎日合計45,000か所超からの約10百万のデータ項目を処理しており、またIoT（モノのインターネット）を専門に扱っている。同社は、毎日60,000のスマート・オブジェクトからデータを収集し、120百万平方メートル超の総建物面積を対象にエネルギー管理を行っている。

Datanumiaはまた、個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。Datanumiaは、EDFの顧客がエネルギー消費量（電気およびガス）を監視し、詳細に把握するための一連の革新的なデジタル・ソリューションからの恩恵が受けられるように、デジタル・プラットフォームを提供する。このプラットフォームは現在、６百万超の住宅用顧客に利用されている。また2022年にDatanumiaは、住宅用顧客がリアルタイムで電力消費量を監視できるソリューションを開発した。

Sowee

Soweeは、2016年に設立されたEDFグループの完全子会社である。その目的は、顧客がそれぞれ、より効率的なエネルギー消費を実現するための手段を提供することである。Soweeは、住宅用顧客に対し、エネルギー供給契約と分けることが可能な、エネルギー消費を管理するためのソリューションおよびサービスを提供している。Soweeのすべての顧客は、モバイル・アプリケーションを通じて消費量および請求書を閲覧することができる。また、消費量が一定の限度を超えた場合には、警告を受けることができる。顧客にとって、エネルギー消費量を把握することは、支出を計画し、管理するための第一歩となる。

Soweeは、ガス・ボイラーまたは電気ラジエーターを持つ顧客には、追加ツールとしてSoweeスマート・ステーションも提供している。これは、顧客が設置した暖房器具を変更することなく、遠隔でスマート管理サービスを提供するものである。またスマート・ステーションは、アマゾンのアレクサとの連携の他、室内（二酸化炭素および湿度）ならびに屋外の空調の質、天気予報、天体位置等の実用的な情報表示を行うことにより、日常生活に役立つサービスへのアクセスを容易にする。最後に、Soweeは2021年に、スマート・ステーションを所有する顧客に対して「負荷制限管理」オプションを開始した。

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を対象に、電気自動車用の充電ソリューションを提供している。同社は、運転者向け充電サービスの設計、供給、運用および維持管理を含む、電気自動車のターンキー充電インフラ・システム（IRVE）を販売している。IZIVIAは、フランスにおける公共および企業内の充電ソリューションの主導者である。同社は、20,000の充電スタンドを運営しており、市場で最も質の高いサービスを提供している。

IZI Confort

EDFグループの完全子会社であるIZI Confortは、ヒートポンプ、ガスおよび石油燃焼のボイラー、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人を超える従業員を抱えているIZI Confortは、住宅所有者、民間および公共の集合住宅ならびに法人のニーズの応え、年間800,000を超えるコールアウトを完了する。

IZI Confortは、70の現地の事務所およびデジタル・チャネルを駆使して、顧客を獲得し、顧客に対してサービスを提供している。IZI Confortは、EDFのレゾンデートルに従い、顧客のエネルギー移行を支援するために、引き続きヒートポンプのポートフォリオを拡大している。また同社は、遠隔による診断と修理を試行している。

成長を絶え間なく追求するIZI Confortは、脱炭素化サービスの専門的な提供者として、自らを位置付けている。

EDFによるIZI

「EDFによるIZI（IZI by EDF）」は、2019年２月に開始した。これは、（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提供するEDFのブランドである。

2021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（顧客の見積書からの政府補助金の控除の完全な運用）、ならびに金融ソリューションおよび品質へのコミットメント。
・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。

2022年、EDFによるIZIは、住宅街区に充電スタンドを設置することにより、開発を継続した。EV市場の拡大および提供製品の拡大により、EDFによるIZIは、2021年と比較して、ヒートポンプの売上を２倍にし、電気自動車の家庭用充電スタンドの売上を３倍近くに伸ばした。

EDFは、EDFによるIZIを通じて、顧客にとっての総合的かつ主導的な請負業者として活動できる。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のサポートとともに、作業の質および顧客との関係に対する真剣なコミットメントを提供する。

Local Energy Management

2019年に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拡大したかまたは買収に基づき成長した企業（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、柔軟な貯蔵施設または発電施設）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住宅用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、以下の３種類の顧客を対象としたアグリゲーターである。
・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。Agregioは、これらの生産者に対して、電力市場または顧客向けの生産量、容量および原産地保証の最適化および販売／配給を行い、その結果として長期的に収益を確保するための適合したソリューションを提供する。
・電力消費者（産業および企業等）。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の負荷制限を行うかまたは調節することを希望する顧客を対象としている。
・貯蔵施設の管理者。Agregioは、貯蔵システムの最適化も行っている。

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4.2GWを超える、分散型エネルギーの生産および融通性に係る5,000か所を超えるスマート施設（風力発電所、太陽光発電所、コジェネレーション施設、バイオマス発電所、蓄電池等）の管理および操業を行っている。

2022年末現在、EDFグループは、10GWの分散型資産のポートフォリオを保有する、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

EDFグループのガス戦略の目的は、6.4百万の顧客（*顧客は2022年末現在の供給地点数に応じて分類されている。*）、その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ことである。

そのためEDFグループは、主に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月以降、Edisonは、当グループの資産の運用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、EDF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。

(イ) 天然ガスの最終市場

2022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Électricité de Strasbourg）：約2.4百万の顧客（小売業者から重要顧客までの範囲）および約40.5TWhの総販売量
・イタリア（Edison）：約0.9百万の顧客および約73TWhのガスの総販売量
・英国（EDF Energy）（*北アイルランドを除く。*）：約2.3百万の顧客および約29.2TWhの販売量
・ベルギー（Luminus）：約0.8百万の顧客および約13.9TWhの総販売量

(ロ) ガス資産およびプロジェクト

供給源

欧州において、当グループのガスおよびLNGの供給源は、以下のとおりである。
・短期および中期のガスの卸売市場
・カタール、米国、北海、北アフリカおよびアゼルバイジャンから生じる長期契約の多様なポートフォリオ

米国では、供給の大部分は、ガスの卸売市場から確保しており、長期の液化・輸送契約を通じてLNGの形態で輸出されている。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、最終市場における位置付けを維持することを目的として、中長期的なガス源のポートフォリオを最適化し、多様化させている。EDFは、とりわけLNGにおいて中長期的な契約を締結し、その主な目標はダンケルクのLNGターミナルの再ガス化容量を強化することである。

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した（*「第２ ３（２）⑤（ⅱ）(ハ)（b）ガス事業」を参照。*）。Edisonのロシア産ガスの供給契約は、現在の地政学的な状況により、2023年に更新されなかった。2023年以降、EdisonはVenture Globalとの契約に従い、米国からガスを輸入する予定である。

インフラ

ガス・パイプラインおよび液化天然ガス（LNG）の再ガス化ターミナル

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。*）。

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、イタリアにおいてLNGを販売するためのサプライ・チェーンを構築し、陸上輸送および海上輸送による二酸化炭素排出量の削減の一助となることを目的として、小規模のLNGプロジェクトを監督している。Edisonは、年間１百万立方メートルを超えるLNGの容量を有する初の沿岸貯蔵施設の建設をラヴェンナにおいて完了させ、同施設は2021年に商業的に利用可能となった（Edisonは同施設の85%を使用する権利を有する。）。この貯蔵施設へのLNGの供給は、小規模のLNGターミナルを経由して行われる。

また、Edisonは最近、イタリアの復興・回復のための国家計画であるPNRR（*Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*）に関連する資金提供の恩恵を受けて、ブリンディジ貯蔵施設の建設に対して45百万ユーロから65百万ユーロの補助金を受ける資格を得た（*「第２ ３（２）⑤（ⅱ）(ハ)（ｂ）ガス事業」を参照。*）。最終的な投資決定はまだなされていない。

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。EDFは、約180百万立方メートルの容量を有している。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。

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－ガス貯蔵」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。

探鉱および生産

2022年にEdisonは、探鉱および生産事業の段階的な縮小を継続し、レッガーヌ・ノルド（アルジェリア）における持分をRepsolおよびWintershall Deaに対して売却する契約を締結した。この取引は、現地当局の検証を経て、2023年度上半期中に完了する予定である。

(ⅲ) EDFの水素計画

EDFは、2022年４月に第５次産業計画である「水素計画」を立ち上げ、2030年までに全世界で３GWの電解水素プロジェクトを開発することを目指しており、これに関して、（再生可能エネルギーまたは原子力による電力および低炭素グリッドを使用した）低炭素電解水素の欧州におけるリーダーの１つとして自らを位置付けている（*現在、水素の95%は化石燃料を使って製造されているが、この過程で二酸化炭素が発生するため、「グレー」水素と呼ばれている。水素（H_2）は、水蒸気改質によってメタンから生成することも、電気分解、すなわち電流によって水分子（H_2O）を分解して生成することも可能である。水素は、電気分解が再生可能エネルギーによって行われるものであれば「グリーン」とみなされ、原子力によって行われるものは低炭素エネルギーとみなされる。「グリーン」水素または「低炭素」水素は、直接電化が不可能な分野の脱炭素化を実現する魅力的な手段である。このような分野には、精製、化学および重量物輸送などが含まれる。*）。

産業および輸送における脱炭素化に貢献する低炭素水素の製造

第５次産業計画は、産業および輸送における脱炭素化を支援することを目指しており、EDFグループのCAP2030の戦略の一部を構成する。直接電化と並んで低炭素水素の開発は、特に化学（アンモニアやメタノールの製造）、精製、製鉄などの産業プロセスの徹底的な脱炭素化を通じて、カーボン・ニュートラルの達成に重要な役割を果たすことが見込まれている。

また、水の電気分解によって製造される低炭素水素は、大型車両の脱炭素化に大きな役割を果たしている。低炭素水素は、既に地域のエコシステム（バス、ごみ収集車、トラック、非電化地域の電車など）の脱炭素化に貢献することが可能である。将来的には、合成燃料のような水素誘導体によって、航空および海上の輸送における脱炭素化が可能になる。

EDFグループは水素のバリュー・チェーンにおいて確固たる地位を築くのに有利な立場にある

・専門知識

EDFは、イノベーション政策の一環としてEDFの研究開発部門が長年培ってきた電解水素に関する専門知識を活用することができる。研究開発部門によるこの分野での最初の研究は1970年代に遡る。さらに、2003年以降、電解水素は、EIFER（*EIFER*

*は、EDFとドイツのカールスルーエ工科大学（Karlsruher Institut für TechnologieまたはKIT）の共同研究センターである。）*によって開発されたノウハウおよびEDFの研究開発施設であるEDF Lab Les Renardièresに2020年に設置された電解槽試験プラットフォームの中核をなすものである。

2018年にEDFは、この分野における当グループの産業上の専門性を強化するために、フランスにおける電解槽の製造業者であるMcPhyの持分を取得した。

2019年にEDFは、Hynamicsを設立した。この完全子会社は、産業用および重量物の輸送用の脱炭素水素ソリューションを販売している。投資家および事業者／保守業者のモデルに基づき、同社はフランスおよび欧州全域の顧客に対してターンキー・ソリューションを提供している。

2021年、EDFは水素に特化した投資ファンドのHy24を買収した。

・バリュー・チェーンにおけるポジショニング

上流では、EDFグループは、低炭素の発電所（20か国超で保有する原子力発電所および再生可能エネルギー施設の資産）、契約やエネルギー管理に関するノウハウ、ならびに、例えば最も有利な地域において水素の製造と再生可能エネルギーの発電の組合せを最適化することによって、統合プロジェクトをまとめる能力を活用することができる。

水素とその誘導体の製造（*eメタノール、eアンモニアおよびeケロシンなどの合成燃料と呼ばれる合成の燃料は水素から製造することができ、海上および航空の輸送の脱炭素化に貢献するため、その利用拡大が期待されている。*）については、Hynamicsが開発し、受託した最初のプロジェクトにより、当グループは既に専門知識と運用ノウハウを有している。また当グループは、主要な産業プロジェクトの統合に関する当グループのエンジニアリングの専門知識、産業上の安全管理およびプロジェクト開発に関する経験も活用することができ、すべてCSRのコミットメントに沿って行われる。

当グループは既に、合計１GWを超える可能性のある約60の電解水素プロジェクトの大規模なパイプラインの開発を進めている

フランスの水素プロジェクト

産業向けのプロジェクト

Hynoviプロジェクトでは、セメント・グループのVicatと共同で、回収した二酸化炭素と水電解によって製造された水素を組み合わせて使用する、フランス初の脱炭素メタノール製造システムの構築を目指している。フランス政府は、IPCEI-H2（*IPCEI：欧州共通利益に適合する重要プロジェクト*）に関連して、欧州委員会にこのプロジェクトに関する事前通知を行った。このプロジェクトでは、（国内消費量の４分の１に相当する）年間200,000トンの合成メタノールを製造し、年間約500,000トンの二酸化炭素排出量を回避することを目指している。

Hynamicsの他の２つのプロジェクトもIPCEI-H2に選ばれ、欧州委員会に対して事前通知された。１つは肥料製造業者のBoréalisとのプロジェクトで、もう１つはリヨン地域の「ケミカル・バレー」の中心に位置するフランス最大級の高炭素水素消費地に拠点を置くDomo Chemicalsとのプロジェクトである。

モビリティ・プロジェクト

また、Hynamicsは、ADEME（*ADEME：フランス環境エネルギー管理庁*）が実施した、オーセロワとグラン・ベルフォール都市圏のバスにエネルギーを供給するプロジェクトに関するモビリティ関連の入札募集への入札に成功した。

その結果、HynamicsおよびTransdevは、フランス最大の再生可能な水素製造・流通拠点をオセールに開設した。AuxHYGenと名付けられたこの施設は、１MWの容量を有し、水の電気分解によって１日当たり最大400kgのグリーン水素を製造することが可能で、これにより毎年2,200トンの二酸化炭素排出量を回避する。2025年までに、これらの施設の生産能力を１MWから３MWに拡張することを目指している。

2022年９月13日にMob'HyZEEプロジェクトは、欧州委員会の資金調達プログラムである「コネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ・トランスポート」の受賞者の１つに選ばれた。Hynamicsが管理するこの水素ステーションのプロジェクトは、10.2百万ユーロ相当の補助金を受けることとなり、総投資額は約40百万ユーロにのぼる。

ドイツにおける水素プロジェクト

2020年８月、Hynamicsが24%の株式を保有するジョイント・ベンチャーのWestküste100は、ドイツのReallaborプログラムの一環として、シュレスヴィヒ・ホルシュタインのハイデ製油所敷地内に欧州最大級となる30MWの電解槽を設置するために15百万ユーロを獲得した。このプロジェクトの延長であるHyscale100は、製油所の水素需要に対応し、合成燃料を製造するために、2030年までに約２GWの電解能力を導入する。これは、ドイツ政府から欧州委員会にIPCEI-H2（水素に関する欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）として事前通知されている。

英国における水素プロジェクト

2022年、EDF Renewables UKとHynamicsは、ティーズサイド・プロジェクトに大規模な投資を行う意向を表明した。これにより、脱炭素への投資によってティーズ・バレーを再生させるという、地方自治体と政府の目的を支援することになる。ティーズ・グリーン水素は、地域の企業用顧客に水素を供給し、脱炭素化を支援する先駆的なプロジェクトである。第１フェーズでは、30MWから50MWの間の電解槽が設置される予定であるが、500MW超までアップグレードできるように設計されている。

ベルギーにおける水素プロジェクト

Luminusは、ベルギーにおいて水素製造施設の開発、資金調達、建設および運営を行う複数のプロジェクトに対して、Hynamicsの支援を受けながら、地位を確立している。

Luminusは、欧州委員会の「グリーン・オクトパス」プログラムの一環として、Terranovaと既に契約を締結している。その目的は、産業用途、大型車両およびサプライ・チェーンの脱炭素化を達成するために、ゲント港をベルギーにおけるグリーン水素の供給源の１つとすることである。このプロジェクトでは、Luminusの風力発電タービンとTerranovaの太陽光発電所を電解槽に接続し、2023年からグリーン水素を製造する。

イタリアにおける水素プロジェクト

Edisonは、イタリアにおいて複数の電解水素製造プロジェクトを展開している（「第２ ３（２）⑤（ⅱ）イタリア」を参照。）。

欧州以外における水素プロジェクト

EDF Renewablesと国際関係部門が中心となって、当グループは、欧州以外の地域、特に北米、南米および中東において再生可能エネルギーと水素製造を組み合わせた意欲的なプロジェクトも進めている。これらの地域は、再生可能エネルギーにとって特に有利な条件を備えており、大きな発展の可能性を秘めている。

(ⅳ) 最適化および取引：EDF Trading

EDF Trading（EDFT）は、EDFグループおよび第三者に対して市場、最適化およびリスク管理に関するサービスを提供する、EDFグループのエネルギー卸売市場との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電力、天然ガスおよびLPGの卸売市場で業務を行っている。またEDFTは、石油および環境関連の金融商品へのアクセスをカウンターパーティーおよび顧客に提供している。EDFTは、LNG、石炭および貨物の関連事業を、日本のJERAと協力して、JERA Global Marketsを通じて実施している。

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800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2,000TWhを超える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、新規事業を展開すること、また必要に応じて市場機会を利用することが可能となる。

日本における電力市場

EDF Tradingは、東京にオフィスを構えた後、2022年に日本の電力の現物取引を開始し、日本の電力市場の発展に合わせて、現物および金融上の日本の電力ビジネスを継続的に発展させていく予定である。

欧州におけるガス

EDF Tradingは年間593bcm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ある。同社は、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を支援することが可能となる。

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

け発電サービスの主要な供給業者の１つとして、EDF Trading North Americaは、第三者（*2021年のデータ*）が所有する124か所の発電所の31GW超を管理している。エネルギー小売アグリゲーター向けには、北米の複数の州において、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

2022年にEDF Tradingは、北米における小売事業をBPに売却した。

環境関連商品

EDF Tradingは、環境商品市場に専念しており、EDFのレゾンデートルに沿って、EDFグループおよび世界中の第三者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。EDF Trading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。2022年にEDF Tradingは、バイオエタノールの形でグリーン燃料の現物取引を開始した。

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。

（ｖ） 株式持分

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logisticsは、EDFの燃料油および液体バイオマスの購入手段として機能する。同社は、DOAAT、EDF PEIおよびIES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、固体または液体のバイオマス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。2022年には、約1.1百万トンの燃料油、約1.2百万トンの石炭および約4.4千トンの固体バイオマスを供給した。

さらに、EDF Trading Logisticsは、当グループに対し、ISO 14001認証（2022年11月４日に更新）を取得した業務である燃料油（有害物質）の輸送に関するリスク管理の専門知識を提供している。同社はまた、この事業ラインに関連する環境危機の管理も行っている。

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、2022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 ENGIEとの関係

フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されるEnedisおよびGRDFの通常のサービス機能は、法人格を持たない。EnedisおよびGRDFは、かかる通常のサービス機能の範囲内における関係性、その権限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拘束されている。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およびGRDFのガバナンス契約が全体的に見直された。

ENGIEは、コルシカ島におけるアジャクシオ市およびバスティア市でのLPG配給の通常のサービスについて、コルシカ島でのLPG事業の終了を検討していることを2020年10月にEDFに通知した。

2022年のフランスの予算法第96条では、LPGネットワークの電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を国が負担することを承認している。かかる負担は、官公庁の命令により最長で20年間とされる。

この措置は、現在EDFには影響がない。最終的にLPGの配給事業を終了し、電力の使用へと転換することを見通すには、配電網を強化するための投資が必要となってくる。

ENGIEは、バスティア市とアジャクシオ市に対して、遅くとも2023年７月31日までに委託の帰属先を通知するよう正式に要求し、かかる通知がなされなければコルシカ島でのLPG事業を終了させる。

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、Orano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
・フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）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、2022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。2022年の範囲の変更点については、2022年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記3.1.1を参照。

５【従業員の状況】

(１) 当グループの従業員に関する詳細情報

① 当グループの戦略的方向性に沿った従業員の推移

2022年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数（子会社を含む。）は総計171,490名である。2021年比での2.6%の増加は、エネルギー移行に伴う未曾有の産業課題に対応するため、当グループの原子力産業分野での技能需要が拡大したことによるものである。

② フランス国内における従業員数

EDFグループは、フランスおよび欧州におけるエネルギーおよびエコロジーの移行の課題に対応するため、その変革およびビジネスモデル（既存の発電所の維持管理プログラム、新たな原子力、再生可能エネルギーの開発、新規の商業サービスの開発（特に電気モビリティ）、ヒートポンプ、サポート部門の最適化、内部サービス部門の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。当グループの会社は、2022年12月31日現在でフランス国内において137,351名を雇用しており、2021年と比較して2.6%増加した。当グループの原子力、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービスの分野の会社は、事業の発展を支えるために急速に拡大しており、Framatomeの従業員数は９%、Cyclifeの従業員数は27%増加した。再生可能エネルギーでは、EDF ENRの従業員数は38.1%、EDF Renewablesの従業員数は３%増加した。

③ 当グループの世界全体の従業員数：世界全体の従業員の96%は欧州出身者（80%はフランスの従業員）

2022年の当グループの従業員数の増加は、主に欧州およびフランスを中心としている。この傾向は、原子力事業および再生可能エネルギー事業の成長によるものである。

従業員の詳細な内訳

年齢		2020年	2021年	2022年
25歳未満(*)	%	7	7	7
25歳から35歳(*)	%	28	27	26
36歳から45歳(*)	%	27	27	28
46歳から55歳(*)	%	26	26	25
56歳以上(*)	%	13	13	13
カテゴリー別				
マネージャー	人	53,485	55,324	57,864
マネージャー以外の従業員	人	111,715	111,833	113,626
パートタイム労働				
パートタイム従業員	人	9,748	9,234	8,856

(*) デロイト・エ・アソシエによる合理的な保証監査の対象となる2022年の指標。

従業員の分布は、EDFグループの雇用戦略の結果であるバランスの取れた人員を反映している。35歳未満の従業員の割合（33%）は、職場体験学習およびインターンシップから若い既卒者を取り込みたいという当グループの意向によるものである。グループ全体での管理職の割合は、採用人数（特に、原子力エンジニアリングの採用）が大幅に増加したため、2022年に増加した。

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】

(１) リスク管理および事業の統制

本項では、2022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システムの参照枠組み（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

枠組みおよび目的

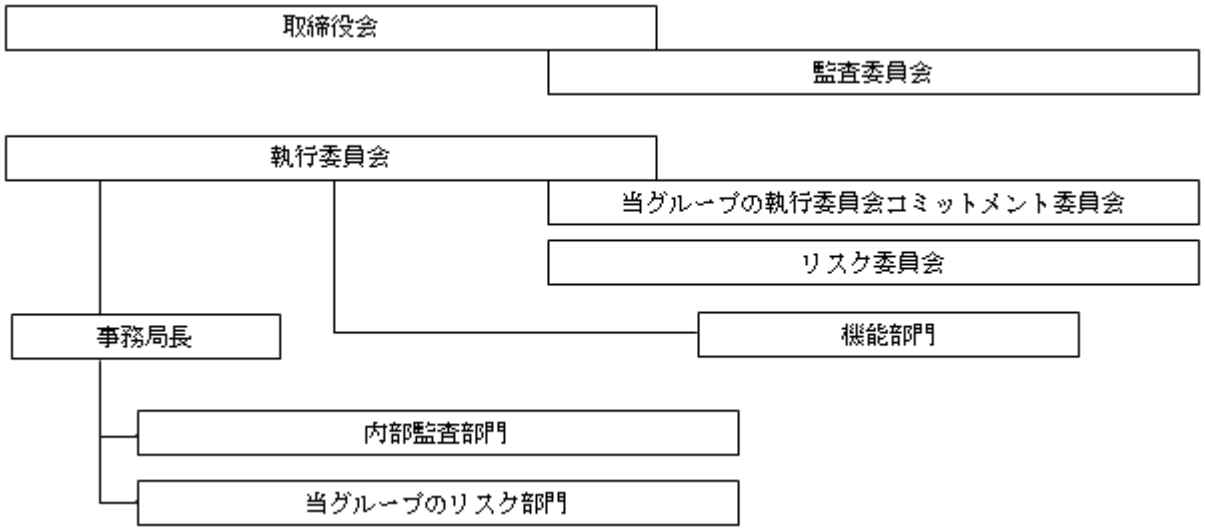
EDFグループは、執行委員会が認証および承認した当グループの40の政策の形で、事業およびリスクの統制を行っている。この政策集は、すべてのグループ企業および子会社において実施される事業部門を超えた長期的な要件のすべてを規定する。定期的にアップデートすることにより、規制の変化および戦略的方針の指向性に要件を適合させることが可能となる。これらは、当グループのレゾンデートルと完全に一致している。

当グループの方針「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ある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

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。



取締役会

取締役会は、自ら策定した戦略に関して、機会およびリスクならびに結果として講じた措置を定期的に検証する。

監査委員会

監査委員会の任務は、取締役会の責任の下、内部統制システム、リスク管理システムおよび内部監査システムの有効性を監視することである。

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の質を向上させるため、執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）は、コミットメントの規模および／または執行委員会の意思決定前に負うリスクの点から最も重要なプロジェクトについて、徹底的に調査する（「第３ ２（１）③（iii）資本コミットメントの承認」を参照。）。

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、その際特にグループ・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、関連す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。

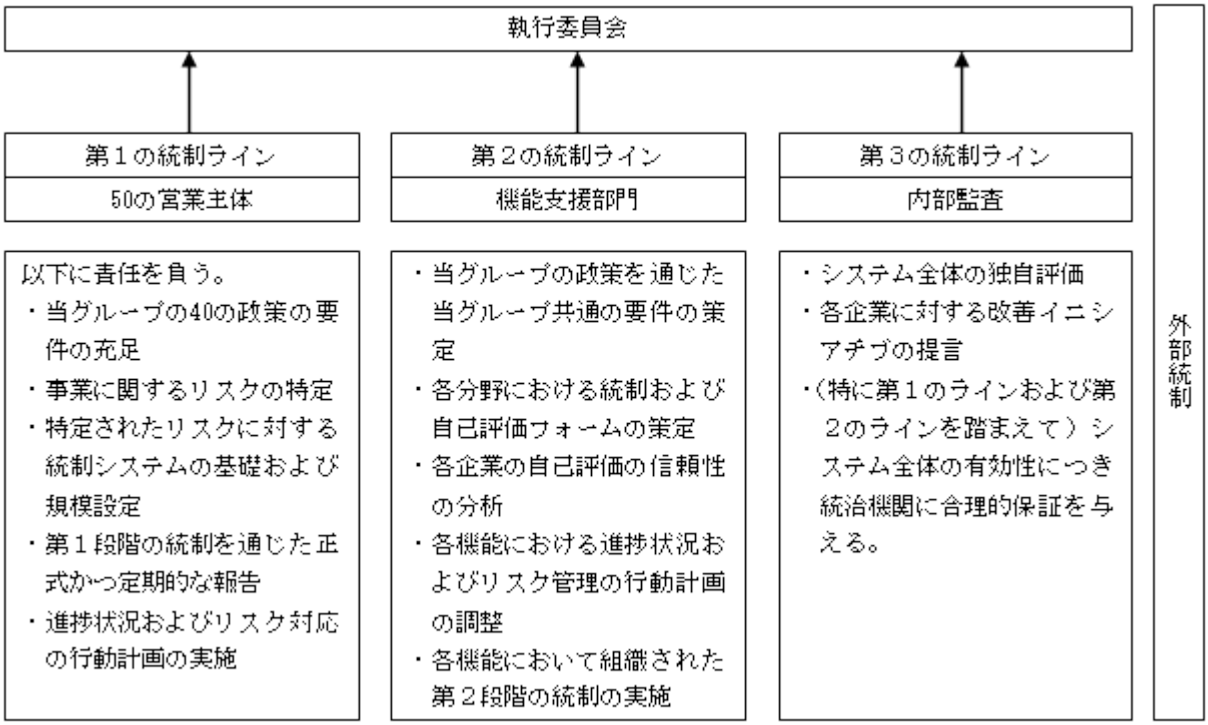
範囲

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。

② 実行の原則

３つの統制ラインに基づく措置はすべて、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適した保証を与える。



第１の統制ライン：運用管理

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2022年は50社）は、事業およびリスクの統制について（自己評価を含む）年次報告書、および「当グループの主要な改善行動」に対する回答を作成する。各報告書により、行われる統制のレベルおよび行動計画について、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。

企業の自己評価は、当該企業のすべての「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。報告書には、具体的には、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の自己評価が含まれる（「第３ ２（１）③（iv）財務情報の信頼性－会計および財務の内部統制」を参照。）。

当グループにおいては、88%の企業が「事業のリスクおよび統制」に関する自己評価報告の対象であり、これは、年１回実施すべき統制を含むICP（内部統制計画）を有していることを意味する。

企業リスク分類

グループ企業および関連会社は、当グループの通常の方法に基づき、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。

・経営責任原則

・内的リスクまたは外的リスク、オペレーショナル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

・リスクに対応するための行動計画、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および子会社との間では、リスクの妥当性および実施する統制行動の健全性を確認するため、数々の協議が行われている。

方法およびツール：これらのプロセスの裏付けとして、各企業および関連会社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

・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

第２の統制ライン：事業のリスク管理および統制

第２の統制ラインは、当グループの支援機能を構成し、各々が担当する当グループの政策実施の主導および調整に責任を負う。

グループ政策

・管理および運用

－運用原則／リスク管理および内部統制
－子会社および少数株主持分に関するガバナンス
－EDFグループのプロジェクト管理
－危機管理および事業継続
・倫理・コンプライアンス方針および関連する指示（取引関係の健全性、不正、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一般データ保護規則、証券取引倫理の管理）
・安全およびセキュリティ
－原子力の安全性
－悪意ある行為に対する資産保護
・企業の社会的責任に関する方針
・人事
－安全衛生
－報酬および社会保障給付金
－特性
－専門家
－フランスにおける能力開発
－当グループのモビリティ
・供給業者に関する方針
・不動産・一般サービス
－団体旅行
－フランスのサービス業の不動産
・法律に関するリスクのグループ管理方針および関連する指示
・財務および市場
－営業成績および財務実績の管理
－財務活動資金の管理および金融リスクの統制
－資本コミットメント
－エネルギー市場リスク
－税金および関税
－保険
－財務および会計の報告ならびに関連する指示
・通信
－通信／機関関係／パートナーシップ
－財務コミュニケーション
・情報システムおよびデジタル変革
－情報システムおよびデジタル変革のガバナンス
－データ管理
－情報システムのセキュリティ

グループ・リスク分類

当グループのリスク分類は、以下で構成される。
・政治および規制の状況ならびに法律およびコンプライアンス上の課題に関するリスク
・金融リスク
・戦略リスク、当グループの変革に関するリスク（特に気候問題に関するリスクを含む。）
・当グループの営業活動およびサプライ・チェーン、ならびに当グループのすべての事業ライン、特に原子力事業における当グループの主要なプロジェクトに関するリスク。これらのリスクは、健康、個人の安全、資産保護および情報システム・セキュリティにも関係する。

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。

グループ企業および子会社が作成したリスク分類および事業統制報告（第１の統制ライン）を、第２の統制ラインおよび内部監査部門との相互レビューで補足したものに基づき、当グループのリスク管理部門は、主要なリスクの統合的分類を作成する。この分類は、内部統制の全体的な評価を含み、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優先的に提供している。この分類は、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。

第３の統制ライン：当グループの監査機能

当グループの監査機能は、当グループのすべての内部監査資源からなる。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主導する。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と規制対象のインフラ事業者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、ユニット（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共同評価、成功事例の共有、研修、ツールおよび手法の共有等）の監督を行う。2022年末現在、当グループの監査機能は70人のフルタイム従業員で構成されていた。

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。

監査人の権限、権能および責任、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、監査部門全体に適用される倫理規約が含まれる。この規約は、倫理観を高め、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再認識させることを目的としている。

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資源と業務量との適性を確認する。IADのプロセスは、監査プログラムの定義から行動計画の監督まで、大要がすべて決められ管理されている。

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。上記のすべての業務（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のプロセスの大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、企業の部門を超えて事業ユニット／プロジェクトの監査を行う権限を有する唯一の機関であり、子会社の監査部門はその範囲内の監査のみ行う。

監査プログラムは、当グループのリスクに基づいて策定されている。

監査後は必ず提案が行われ、その提案は被監査人およびその経営陣による確認後、かかる経営陣および被監査人が起草する行動計画の主題となる。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。またこの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、企業の活動、技能の評価、および予算が記載される。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。

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、財務監察院の経済および財務管理官、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。年次財務書類についての法定監査人の報告書では、フランス商法第L.225-37-6条が定めるコーポレート・ガバナンスについての情報の検査も行う。

EDFは、その事業活動を考慮して、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。

③　事業統制のための主要プログラム

当グループの政策に定められ、執行委員会が承認した要件（「第３　２（１）②実行の原則」の図を参照。）が満たされ、主要なリスクに応じて選択されていることを保証するため、事業統制プログラムを実施している。

(ⅰ) 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。

・グループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）は、各マネージャーが認識、遵守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、かかる各企業のリスクに厳密に即した主要なルールを規定している。PECGは、特に取引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および注意義務を含め、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）を中心に策定されたグループ倫理憲章は、当グループ従業員の日常的な行動および行為の規範となる要件を定めている。

・各企業の内部規則に記載されており、2021年に見直された倫理・コンプライアンス行動規範は、腐敗防止のための参考文書であり、従業員全員に適用される（サパンⅡ法の要件）。

・EDFグループの倫理・コンプライアンス内部告発システムは、当グループの従業員および外部の人材（派遣社員、サービス提供業者の従業員等）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「サパン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、報告書を提出することを認めている。親会社および発注企業の相当な注意義務に関する2017年３月27日付「注意義務」法の適用を受ける問題については、第三者もこの内部告発システムを利用できる。

(ⅱ) 情報システムおよび資産セキュリティ・プログラム

情報セキュリティおよび情報システム・プログラムは、悪意ある行為に対する資産保護に関する方針と、情報システムのセキュリティならびに情報システムおよびデジタル変革のISガバナンスのポリシー、両方の対象となっている。いずれのポリシーも、攻撃のリスクを防止し、そのような攻撃の影響を限定することを目的としている。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。

事業を統制するための主な戦略的方向性は、以下を目的としている。

・ガバナンスと管理を正統化し強化すること

・当グループ全体に安全文化を普及させること

・各事業ラインと密接に協力して最も重要な機能を確保すること

・監視の統一性およびインシデント発生時の対応能力を予測し、強化し、維持すること

IT資源の利用について規定する憲章は、ITのベストプラクティスを掲載しており、EDF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および意識向上コースが定期的に提供されている。取締役会の執行委員会および監査委員会は、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）からPASSI（情報システム・セキュリティ監査業者）の認定を受けた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。

最後に、情報システム危機およびサイバー・セキュリティ訓練を定期的に実施し、各種対策を検証している。

2022年に実施された主なサイバー・セキュリティ・リスク統制措置については、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「４Ｄ－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）」に記載されている。

(ⅲ) 資本コミットメントの承認

EDFグループの資本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、上場企業に適用されるガバナンスの原則を堅持しながら、EDFのすべての企業および子会社（規制対象子会社を除く。）のすべての資本コミットメント・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。資本コミットメント・プロジェクトは、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（ⅸ）2022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。

（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、執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）の審査を受ける。

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

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。

以下の主要な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実施、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、グループ企業のパフォーマンスの管理への寄与。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管理文化を普及させる一助とする。
・経営サイクル・プロセスの管理、その要約、ならびに経営陣および子会社に対する決定の提案
・中長期的な財務の軌道の開発

会計：

・EDFの企業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利用して、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会計上のフォローアップおよび会計を正当化する証拠の定期的なレビューを確実に行うこと
・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、ならびに帳簿上および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・マンデ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関する影響を予測し、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（作業枠組みの策定、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統制）が適切に実施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部門が監督する。

資金調達、財務および金融リスクの管理方針は、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に関するもの）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統制）が適切に実施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、作業管理枠組みから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・マンデートおよび特別な作業管理枠組みを策定する。

参照枠組み

EDFグループが使用する会計基準（当グループの連結財務書類の範囲は、2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類に記載されている。）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、2022年12月31日に終了した年度の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「内部の会計および財務の統制」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針の浸透、および実施の統一が容易になる。

EDFの各事業および機能の担当取締役は、それぞれが責任を負う会計および財務の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おり、各プロセスについて、会計情報の整合性を評価している。子会社に関して、各グループ企業は、当グループの内部の会計および財務の統制に関する指針の実施に責任を負う。

連結財務書類の作成および監査手続

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って各グループ企業（親会社および子会社）が出したデータに基づき、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特定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*Document d'Enregistrement Universel*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、上記の完了に係る条件（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。

予測および経営成績は、会計と経営に共通する単一の参照枠組みおよびツールを用いて作成される。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、また異なる当事者間の情報共有の促進、および提供する情報の質の向上の両方に役立っている。

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日付で締め、取締役会が承認する。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育成管理者部門を除く。）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、事業部門および機能部門、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、一部の処理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パンデミックと同様に、当グループの事業は、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）および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）の影響も受ける可能性がある。例としては、フランス都市部における暴風雨アメリ（2019年）、アレックス（2020年）および西インド諸島におけるイルマ（2017年）、ならびに寒波（2017年冬）および猛暑（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。

このリスクを管理するため、EDFは、地域における当グループの存在、ならびに事業継続の観点から見た当グループの産業活動および公共サービス事業の経済的重要性を考慮した、危機管理および事業継続方針を策定している。この方針は、組織原則を定め、当該方針を実施するために必要となる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
・関連リスクを考慮した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体系的に確実に活用されるようにすることで、同様の危機を回避し、またはその影響を軽減し、それによって事業継続計画（BCP）を強化していくこと
・各グループ企業における事業継続計画の存在を徹底し、アップデートすること
・危機に陥ったすべての当事者について、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定期的に試される。

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。このような活動は、2020年のCOVID-19危機の管理において特に有益であることが判明した。運用、準備およびテストされたメカニズムに依拠することで、EDFグループは、2020年１月末以降の健康危機に積極的に対処し、またこれを予見することができた。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求められることに関して学んだ教訓を持って、2020年11月、２回目のロックダウンに備えることができた。

2021年には、事業ラインの事業継続計画の情報システムに関する部分と情報システムの事業継続性との一貫性および相互理解を確保するため、情報システムの調整が行われた。

2022年には、事業継続性の詳細な分析で、一時的な停電とその影響、特に電気通信への影響に焦点を当てた。これらをテーマとした危機訓練は、これらの事業継続計画を検証し、改善すべき点を確認することを目的としている。プロセスの検証だけでなく、特に通常は専門家に限定されると認識されている分野での訓練を行うことで、具体的な例に基づく対話ができ、学習、意識向上や、異なる事業ラインの優先事項間での共有の機会が生じる。これらのテーマは、例えば情報システムの危機の場合と同様に、限定的であっても定期的に実施される分析や、脆弱な部分が残っている場合には訓練や行動計画によってカバーされる。

2021年には、COVID-19危機において異なるフェイズのロックダウンが実施され、テレワークの状況が変化する中、特に原子力発電所の稼働可能性に対する影響に関して、危機管理メカニズムの堅牢性と機敏性を検証する機会が生じ、2021年／2022年の冬季には需要と供給のバランスを保つための各要素に格別の注意が払われた。2022年、エコロジー移行省は、危機訓練、およびエネルギー市場の危機に関連して措置を講じることにより、このテーマを徹底的に検討した。2021年に行った情報システムの詳細な分析に加えて、選択的な操業停止が行われる可能性があるという観点から、継続計画が策定された。これらの調査は、サイバー攻撃のリスクに対応するため、各事業ラインと情報システムの専門家との相互協力を支えている。

(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に関する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。なお、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維持しながら、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*）の全体的費用を最適化することを目的として、EDFグループの保険に関する方針の策定、および当グループ内における当該方針の管理と監視に責任を負う。

当グループのプログラムに含まれ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当該業務を行うことで、プログラムの更新および予防査察とともに、保険により管理可能なリスクに関する情報の質を恒常的に改善することができる（予想最大損失額（PML）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。

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を定める。

・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

実施原則：

2011年以降、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、保険に関する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検討す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、保険適用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適用範囲を改善し、適宜拡大することができる。

当グループの保険プログラムは、第一に、リスク・カバーを均一化してその管理を効率化すること、第二に、対応する保険費用を統制するため、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グループ（*Framatomeおよび*EDF *Energyは、自らの補償ニーズを満たすため、それぞれ独自の自家保険会社を有する。*）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

さらに、EDFは、当グループ（EDFおよびその連結子会社）が所有する資産または当グループに対す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Everen（旧Oil Insurance Limited（OIL））のメンバーである。Everenは、エネルギー部門の企業のニーズに特化した相互保険会社であり、そのメンバーの財産損害に補償を提供している。特に、原子力発電所（非核部分）、化石燃料火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに探鉱および生産に関する資産がかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、Everenが提供するこの補償と、自家保険会社および市場の保険会社によって提供される補償と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に加入している。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を軽減するために実施される行動および措置については、本項初めの「第２の統制ライン：事業のリスク管理および統制」と題する項目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には、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執行役員を保険の対象とする民事責任保険プログラムがある。

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。

Wagram Insurance Company DACは、他の保険会社および再保険会社と共同で、Everenが提供する保険に加えて、１十億ユーロまで上限を引き上げる拡張補償（財産損害および事業の中断）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35百万ユーロを超えない。

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、その影響を軽減するために実施される行動および措置については、本項初めの「第２の統制ライン：事業のリスク管理および統制」と題する項目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。

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。この70百万ユーロの補償は、EDFおよび当グループの被支配子会社に対して、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の処理に要した費用を補償する。

原子力施設の操業に対する特別保険

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（*無限責任を選択している締約国（ドイツ、スイス、スウェーデン等）を除く。*）および期間を限定し、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、2022年１月１日付で発効した。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、ブリュッセル条約を批准した締約国は、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年間に延長された。「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、派生的損害、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ている。したがって、原子力事業者の民事責任限度額は、１回の原子力発電所事故によって生じる原子力損害については700百万ユーロ（低リスク施設は70百万ユーロ）、１回の原子力発電所事故に係る核物質の輸送については80百万ユーロと規定されている（*フランス環境法第L.597-4条および第L.597-8条*）。

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実施している。これにより、当グループは、財務的影響を抑制しながら改正パリ条約によって生じた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、この保険が分担されている。

2020年２月18日、Framatomeが当グループの保険制度に加入した。

英国において、EDF Energyは、改正パリ条約の要件を満たすプログラムを実施し、英国NRIプール、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の保険に加入している。なお、英国の事業者の義務は、５年かけて700百万ユーロから1,200百万ユーロまで段階的に引き上げられる。

原子力施設への損害補償

相互保険会社であるEveren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450百万米ドルの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。

2021年10月１日以降、原子力施設のための保険制度は、以下のとおりである。

・フランスにおいてEveren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、控除免責金額の上限である20百万ユーロを超過する80百万ユーロを上限に、EMANI原子力相互保険会社、AxaおよびAllianz（いずれもAssuratomeによる再保険を付保されている。）ならびにWagram Insurance Company DAC（後者は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Everenの保護は、敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、原子力相互保険協会EMANI、英国原子力プールNRIおよびNorthcourt（英国の専門的な保険会社で構成される。）が提供する、技術および発電所の状態に基づいて判断される金額（１十億英ポンドを上限とする。）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相互保険協会EMANIの保険に加入している。さらに、EDF Inc.は、米国の原子力相互保険会社NEIL（Nuclear Electric Insurance Limited）に加入している。

保険料

すべての種類の保険における当グループの保険料総額は、2022年は311百万ユーロである。

(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、規制に関するリスク、戦略リスクまたはオペレーショナルリスクである可能性がある。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、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に影響を与える可能性がある。また、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も影響を与える可能性がある。

当グループは、規制対象のインフラ事業者の経営の独立性を損なうことなく、当グループが晒されていると考えている特定のリスクと、それに対応する主要な統制行動について、以下に説明する。一般的なリスクについては、本項に説明がない場合は考慮されない。

リスクの中には互いに依存しているものもあるため、リスクの全体像を理解しなければならない。

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えて、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パフォーマンスに関するリスク」では、様々な産業プロジェクトおよび活動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、当グループの原子力事業に関する活動（原子力安全、操業、燃料サイクルおよび長期的コミットメント）について、「第３ ２（２）④パフォーマンスに関するリスク」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。要約表とそれに続く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の健康危機の余波、および現在の地政学的緊張（具体的にはウクライナ紛争）の影響は、インフレを進行させ、様々な市場に混乱をもたらしている。これらの要素は、以下のリスクを悪化させる要因とみなされる。

・エネルギー市場リスク（リスク２Ａ）：ボラティリティの上昇、価格上昇圧力および流動性の低下、ならびに規制変更に対する影響（リスク１Ａ）
・サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性（リスク４Ｂ）：インフレ圧力、紛争の影響を受ける国々からの商品および機器の産業サプライ・チェーンの混乱、ロシアに対する経済制裁の影響を受ける企業との契約破棄
・「第３ ２（２）②金融および市場に関するリスク」に記載されている金融リスク、特に流動性リスク
・サイバー攻撃を含む資産に対する損害（リスク４Ｄ）：サイバーの脅威の増加

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序列化は行われない。

原則として、エクスポージャーの範囲は、フランス、ベルギー、イタリア、英国および当グループが事業を行うすべての国である。エクスポージャーの範囲がより限定的である場合は、表およびリスクの説明に明記する。

リスクに対するエクスポージャーは、期間によって異なる。これらのリスクの潜在的影響から、ごく短期（１年未満）、中期（最大数年間）から極めて長期（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。

リスク表－番号、見出しおよび緊急性

重要度は、講じる統制行動を考慮して評価される。

カテゴリー	リスク	緊急性
１．市場規制、政治および法律に関するリスク	１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化	高
	１Ｂ－水力発電委託の法規制の枠組みの変化	中
	１Ｃ－配電委託の法規制の枠組みの変化	中
	１Ｄ－倫理またはコンプライアンス違反	低
	１Ｅ－訴訟リスク	低
２．金融および市場に関するリスク	２Ａ－エネルギー市場リスク	高
	２Ｂ－金融市場リスク	中
	２Ｃ－金利リスク	中
	２Ｄ－流動性リスク	中
	２Ｅ－カウンターパーティー・リスク	中
	２Ｆ－為替レートリスク	低
３．当グループの変革および戦略に関するリスク	３Ａ－障害時の変革能力	中
	３Ｂ－気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク	中
	３Ｃ－従業員の技能の適応	中
	３Ｄ－長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力	中
４．パフォーマンスに関するリスク	４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制	高
	４Ｂ－サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性	中
	４Ｃ－労働衛生違反または安全違反（従業員およびサービス供給業者）	中
	４Ｄ－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）	中
	４Ｅ－水力発電の安全違反	中
	４Ｆ－EDF内での需要と供給の不均衡に関するリスク	中
	４Ｇ－停電リスク	低
	４Ｈ－労働安全違反、および生物多様性を含む環境資産に対する影響	低

５．原子力事業に固有のリスク	５Ａ－事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守	高
	５Ｂ－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	中
	５Ｃ－運転中の原子力安全違反による原子力民事責任	中
	５Ｄ－燃料サイクルの管理	中

① 市場規制、政治および法律に関するリスク

１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化

概要：欧州、フランスおよびより一般的に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は、急に変化する可能性があり、その場合当グループは規制に関する重大なリスクに直面する。フランスにおいては、このような変化は規制販売料金、ARENH（既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス）または公共送配電網使用料金（TURPE）に影響を与える可能性がある。当社に適用される税制に影響を与える可能性がある。また、二酸化炭素排出権の枠組みに、または欧州タクソノミーを通じて当グループの投資金融メカニズムに影響を与える可能性もある。

当グループにとっては少なからぬ影響となる可能性があり、当グループの発展が競合事業者よりも遅れたり、または財政状態や、戦略の資金調達能力もしくは気候変動対策の取組みが妨げられたりするおそれがある。

欧州の電力市場のための構造の変化について、国と欧州の両方の規模で議論が始まっている。これらは特に、電力小売価格がガス価格の変動に大きく依存している状態を軽減することを目的としており、上流（脱炭素発電）と下流（用途の電化）の両方において、より有利な投資条件を作り出そうとするものである。現在の物価危機においては、講じた措置が当社にとって不利益となるリスクがある。

具体的には、

・2022年３月11日付命令に規定された政府の2022年１月13日付発表は、当グループの財政に重大な影響を与える一定の規制措置を課した。
・フランスにおける既存の規制の枠組み、および今後の規制の枠組みの策定は、いずれも当グループのフランスにおける既存の原子力発電によって生み出される価値に適用されるものであり、EDFの利益に反し、当グループの産業プロジェクト完遂の可能性を脅かし、場合によってはNNF（ニュー・ニュークリア・フランス）プロジェクトへの融資に支障を来す可能性がある。

緊急性：高

a) 状況

フランスにおいて、このリスクの危険度を決定する要素（法律、規制、政策の方向性）は、以下のとおりである。

・エネルギー構成：法律により、発電に占める原子力の割合を50%に下げる目標期限は2035年に設定され、2030年までの化石燃料の消費削減目標は40%（2012年比）に設定され、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が計画されている。
・ベルフォールにおける2022年２月10日の共和国大統領の演説：共和国大統領はEDFに対し、安全性を妥協することなく延長可能なすべての原子炉の耐用年数を延長すること、原子力安全当局（ASN）と協力して50年を超える延長の条件を検討すること、および新たな原子炉計画（EPR２原子炉６基の建設、およびEPR２原子炉８基の追加建設のための実行可能性調査の開始）を開始することを要請した。また大統領は、太陽光発電（設備容量を10倍にして100GW超とする。）、洋上風力発電（2050年までに40GWの稼働を目指す。）、陸上風力発電（2021年末現在18.5GWであった設備容量を2050年までに２倍とする。）等、再生可能エネルギーの大規模開発を発表した。
・2021年10月、SFEC（フランスのエネルギー気候戦略）のレビュー・プロセスが始まった。2021年11月から2022年２月にかけて最初の公開協議が行われ、EDFは協議文書を通じて意思を表明する機会を得た。目標は、フランスの戦略を構成する文書を2024年に公表することである。すなわち、SNBC（国家低炭素戦略）、2023年から2028年と2029年から2033年という２つの期間についてのPPE（複数年にわたるエネルギー計画）、およびPNACC（国家気候変動適応計画）である。フランス国家機関は、（SNBCのための）作業部会と（PPEのための）約35のワークショップを開催し（2023年３月現在も継続中）、その中でEDFが分析と期待を示し続けている。SFECを支える長期シナリオの最初のバージョンは2022年夏に公表され、新しいバージョンは2023年春に起草される予定である。このシナリオは、2050年にカーボン・ニュートラルを達成するために重要であると認識されている多くの制約または仮定（発電量、バイオエネルギーの利用可能性、水素や合成エネルギーの定量的役割、最終需要側の規制や効率に関する仮定の実現可能性と許容性等）に対応しなければならない。

2022年11月、エネルギー構成に関する２回目の協議が開始された。これは特に、地域での議論が含まれているのが特徴である。2023年半ばには、年内の採択を目指してエネルギー気候計画法案が提出される予定である。その後、2024年にPPEとSNBCの法令が起草される。

・SFECプロセスを支援するため、政府は2022年後半に、SFECの設定する開発目標に影響を与えることなく、新たな再生可能エネルギーおよび原子力施設の展開を促進および加速することを目的とした、以下の２つの法案を率先してまとめた。

－再生可能エネルギー発電の加速に関する法律が2023年２月７日に議会を通過した。この法律は、特に水力発電、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電といった様々な再生可能エネルギーの開発に対する制約を軽減することを目的としている。

－「既存の原子力施設に近接する新たな原子力施設の建設および既存の施設の操業に関連する手続の加速に関する」法案が、2023年に議会で審議される。その目的は以下のとおりである。

・一方では、都市計画のための建設許可規則を緩めることで、原子炉の新規建設を促進すること。新しい原子炉が既存の発電所の隣に設置された時点から沿岸域法の適用を受ける。これはフランス政府の管理下に置かれる。

・他方では、操業35年を超える原子炉の定期的なレビューの手続を簡素化し、かつ、２年を超える期間運転を停止した原子炉施設を自動的に永久操業停止するのではなく閉鎖命令を要する手続に置き換えることにより、現在の原子炉施設の耐用年数の延長を容易にすること。

・ARENHおよび既存の原子力施設の規制の枠組み：購買力保護のための緊急措置を導入する2022年８月16日付法律第2022-1158号は、「ARENH上限」を120TWhとし、この範囲内で政府は代替供給業者に対して「EDFが譲渡できる最大総電力量」を命令で定める権限を有し、この法律は、欧州委員会の合意を得て価格を49.5ユーロ／MWhに引き上げる範囲を設定した。しかし、現段階では、政府は2023年の譲渡可能な総電力量の上限を100TWhに据え置き、当社が知る限り、欧州委員会に対してARENH価格の引上げを打診していない（*政府の2022年10月27日付プレスリリースを参照*。）。

・緊急措置

－価格危機の影響を特に受けている大手企業を支援するために３十億ユーロの基金が設立された。この例外的なフランス政府補助金の受給資格の基準は、ウクライナ緊急措置に関する共同体の決定によって管理されている。

－「料金凍結」：2023年、フランス政府は、規制販売料金の引上げを付加価値税を含めて15%に制限することを決定した。対応する収益の喪失は公共サービス費用として認識され、当社は規制販売料金の対象顧客に対する市場オファーとして規制販売料金顧客に対する販売について補償を受ける。

－規制販売料金の対象とならず、かつ、前項で言及した料金凍結の対象にもならない中小企業および地方自治体のために、請求される値上げ後の料金を超えて顧客に供給された分をカットし、供給量の一部に賦課する「緩衝効果」が設けられている。２つの連続した法令は2023年１月に措置の範囲を規定した。

これらの措置（料金凍結および緩衝）の補償メカニズムについては、下記「公共サービスの費用および収入」の項で議論する。

－「限界以下の発電による予想外の収入に課される拠出金」（CRIM）：2023年予算法は、高いエネルギー価格に対処するための緊急介入に関する2022年10月６日付規則（EU）第2022/1854号を実施し、特定の一次エネルギー源から得られる発電事業者の所得に対して、MWh価格で表される上限を上回る額を賦課する。CRIM賦課の申告および支払いのための条件と手続を規定する法令が、現在審議中である。2023年度第１四半期末までに施行予定である。

EDFは、その発電について、原子力（競合事業者の損失を相殺するため、最終顧客または送電網管理者への供給用に競合事業者に譲渡されたARENH容量から得られた収益を除く。）、自由流水による水力発電、およびダムで発電したエネルギーの一部（大容量の湖やダムからの制御可能な水力発電はこの措置の対象外とする。）、火力発電（石炭火力を除く。）に関して、この措置に該当する。欧州の規制は2023年７月に終了する期間のみを対象としているが、フランスの措置は2022年７月から2023年12月までの期間に適用される。同法に規定された計算方法と2022年の市場価格の推移および2023年の予測との両方に基づき、また損失繰越に当たるか否かを考慮すると、2023年の賦課額は０十億ユーロから５十億ユーロと見積られる。最終的な金額は、今後法令が施行されるまで明らかにされない。

欧州委員会および加盟国は、この措置によって生じた資金を消費者に再分配し、電力の最終コストとガス価格を切り離すことを目的としている。

フランスを除き、英国、ベルギーおよびイタリアでは、限界以下の利益を利用する仕組みも2022年に採用された（英国：75英ポンド／MWh超は45%。ベルギーおよびイタリア：180ユーロ／MWh超は100%）。

・公共サービスの費用および収入

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、費用の全額をフランス政府の総予算から補償するルールに従い、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。とはいえ、フランス政府は、認識された費用の金額が予測を上回るか下回る場合には、EDFに支払われる金額の決済を早めるかまたは延期することができるため、資金の流れは１年ごとに異なる可能性がある。

2022年７月15日、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、例年どおり、2023年に補償されるべき公共サービス費用の金額を協議した。2022年11月３日には、市場価格の高騰を背景に新たな会合が開かれ、価格凍結措置を除いて31.6十億ユーロの負の補償と見積られた。したがって、EDFは初めて、当社が実施した公共サービス任務に関して、この金額をフランス国に償還することとなった。しかし、2022年12月末以降の電気料金の大幅な下落（CREが2022年11月３日の協議で使用した517ユーロ／MWhに対して、2023暦年は270ユーロ／MWh）を考慮すると、EDFは2023年にEDFがフランス政府に償還すべき費用を14.8十億ユーロと推定している。このような市場価格の変動は、2023年もなお非常に大きなものとなる可能性がある。

また、2023年に適用された緊急措置に係る費用（料金凍結、緩衝効果）については、CRE（フランスのエネルギー規制委員会）は、直近の議論において評価を行っていない。これは、2023年予算法に基づき、緊急措置に対する補償の原則が2022年12月30日に導入されたばかりだったためである。２月初め、EDFはその補償額（フランス政府からEDFへの流れ）を約18十億ユーロと推定した。CREは、2023年５月にその金額を最終決定する予定である。

これらの異なる金額に基づき、EDFは、EDFとフランス政府との間のこれまでの正味の補償の流れを約３十億ユーロと推定している。

2023年予算法には、CREが2023年中に補償総額を見直すことを認める特別規定が含まれている。CREは、2023年７月に再評価を行う意向を確認した。この再評価により、2023年のEDFとフランス政府との間のネットフローを正確に計算することができるはずである。現時点とその最終決定との間の異なる補償の流れを相殺するために考えられるメカニズムについて、最終的な規定はまだ定められていない。

このリスクの規模は欧州の状況にも左右される。

・欧州委員会が2021年７月14日に公表した「Fit for 55」気候パッケージは、新たに再構成された欧州委員会の最重要計画の１つである。具体的には、すべての目標を引き上げて2030年までに1990年比で温室効果ガスを正味55%削減すること、および2050年までにカーボン・ニュートラルを達成すること等である。主要な政策方針は、以下に関連している。

－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

－水素開発の規制を目的とした提案を含む各種法制に関する立案（エネルギー効率、再生可能エネルギー、エネルギー税制）（フランスにおける電力構成に対応する低炭素電解水素の定義）

－2021年12月21日付で採択され、2022年１月より適用される、環境保護およびエネルギーのフランス政府補助金指針（EEAG）の改正（EDFグループの将来の投資のための枠組みを構成する。）

・サステナブルファイナンスのための欧州タクソノミーの法的枠組み。原子力事業およびガス事業をタクソノミーに組み込む改正委任規則（EU）第2022/1214号が、2022年３月９日付で採択され、2023年から施行される予定である。オーストリア共和国は、委員会が特定の原子力事業およびガス事業をタクソノミーに組み込む委任法について、2022年10月７日に不服を申し立てた（2023年１月23日付欧州連合官報（OJEU）において公表された。）。

・エネルギー危機に対応して、欧州委員会は2022年５月18日、RePowerEU計画を公表した。これは、エネルギー移行を進め欧州のエネルギー・システムの回復力を強化することで、ロシアの化石燃料に対する欧州の独立性を高めることを目的としている。この計画は、特にエネルギー効率、再生可能エネルギーおよび水素開発に関する複数の立法文書の範囲を拡大することを目的として、一連の措置を定めている。

・欧州委員会は、電力市場の設計改革について公開協議を開始した（協議期間は2023年１月24日から２月13日まで）。委員会は、３月23日および24日の欧州理事会会議での法案提出を目指している。

b) 主要なリスク

・既存のARENH制度に関する一般的なリスク

2022年１月13日付発表に伴う例外的状況に関係なく、ARENH制度が存在する限り、EDFは以下のリスクに晒される。

－ARENH制度は世界的に自由選択かつ無償であることから、供給業者はARENH制度と市場価格との間でEDFに不利益となる相殺の機会を有し、EDFは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。

－さらに、ARENHの電力量が増加しても価格が相応に上昇しないリスクがある。

－2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.3に記載されているとおり、この措置の実施により紛争が生じた。これらの紛争のいくつかは、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契約の履行を一時停止して行った相殺取引である。

－この他、いわゆる「断続的な」供給業者が、冬の到来前にポートフォリオを縮小し（一部の供給業者は春に再び供給することを顧客に提案している。）、その結果利用可能となったARENHの電力量を市場で転売する行為に起因するリスクもある。

・市場構造の改革が当社の直面する問題と相容れないリスク

－フランス政府と欧州委員会との間で将来の規制の枠組みについて行われていた交渉は、中断したままである。

－以下は、今後当社が直面するであろう主なリスクである。

・エネルギー移行を行うために不可欠な産業投資プログラムを実施する上で、必要な資金が不足すること

・当局がこの政策の目的に反する規制措置または緊急措置を系統的に講じるリスク、ならびにEDFがその顧客と自由に交渉した公正価格で行う発電から価値を創出する最適な条件を享受できないリスク、およびEDFが産業戦略の展開を妨げられるリスク

・発電事業者の限界以下の収益に対する賦課の上昇スパイラル・リスク

2023年におけるこの賦課額は、０十億ユーロから５十億ユーロの間と推定される（上記の文脈を参照。）。

－計算に伴う不確実性により、負担額は再評価される可能性がある。

－2023年の計算には、EDFが2023年に繰り越される可能性のあった「欠損金」を認識した2022年７月から12月の期間が含まれるため、負担額が限定的である。この繰越が争われた場合、EDFは非常に高額の税負担を強いられることになる。

－最後に、この措置が2024年まで延長されるリスクがある。

・公共サービス費用の補償に関するリスク

－前述した制度は、要約すると以下のとおりとなる。第一に、価格の引上げを15%に制限することで顧客を保護する2023年の価格上限、およびその他の保護制度は、フランス政府がEDFに対して行う補償の支払いに反映されるべきであり、その金額は未定だが、EDFは18十億ユーロと見積っている。次に、エネルギー費用が補償されることで、2023年にはEDFがフランス政府に補償金を償還する必要が生じ、その金額は最終決定していないが、EDFは約14.8十億ユーロと見積っている。

・これらの金額は、連結金額ではなく、市場が非常に不安定であるため不確実性が高い。

・正確な補償条件（施行日、金額の相殺制度等）も不確定で、未承認である。

・これらの不確実性には、EDFの資本流出リスク（EDFが2023年に過払いとなるリスクであり、これは2024年にしか相殺できない。）が含まれる。

－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、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は否定できない。

・その他の価格および料金に関するリスク

－TURPE（公共送配電網使用料金）：フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、2021年１月の討議により、2021年８月１日よりTURPE６ HVBおよびTURPE６ HVA／LVの実施を正式に決定した。このリスクは、電力網事業者がTURPE６の料金期間をまたいで委託された任務（本質的に変化するものである。）を実行するだけの十分な補償を受けられない可能性があるというものである。

－二酸化炭素価格：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。

－緊急供給：当該企業に対して事前に通知することを条件に、EDFのポートフォリオをいつでも離脱できる顧客に対して緊急供給を行う際に要した費用を取り戻すことができないリスクがある。このリスクは、緊急供給の暫定的措置および恒久的措置の両方に存在する。

－規制販売料金（電力販売の規制料金）に戻る顧客の費用のヘッジ：価格が危機に陥り、一部の供給業者がいなくなり、また市場オファーが飛躍的に増加した結果、2022年には、思いがけず多くの対象顧客から規制販売料金契約の申込みがあった。この傾向は2023年も続く可能性がある。この場合、これらの契約に対する供給費用は予想を上回るので、2023年はこの費用をヘッジすることが望ましい。

・エネルギー構成に関するリスク

－産業的選択ではなくエネルギー政策の判断または判決により、発電施設の早期閉鎖の決定が下される可能性がある。そのようなエネルギー政策の判断が下されれば、フランス憲法院が2015年８月13日付決定において述べたとおり、EDFは損害補償を受けられるはずである。EDFが損失の全額について補償を受けられないリスクはある。

－EPR２または小型モジュラー炉の新設計画の開始について、特にエネルギー計画法を考慮してフランス政府の正式決定がなされない、または遅れるリスク

・エネルギー気候計画法に関するリスク

予備的な意見交換においてフランス政府が提案した全体的な枠組みは、最初の12か月の審議の間に明らかになったことであるが、EDFの戦略的政策志向の詳細（2022年２月10日にベルフォールで共和国大統領が発表した戦略に沿って、電化、新たな

再生可能エネルギー（ENR）の開発を補完する原子力発電軌道の上方修正等を通じて、脱炭素化を最優先すること）を満足できる程度に定めている。これに関連するリスクは以下のとおりである。

－特にヒートポンプを設置する電化による建物の脱炭素化に関連して、経済および気候の観点から社会のあらゆる部門を効率的かつ公正に脱炭素化することを目指すエネルギー気候計画法（エネルギーおよび気候に関する５年計画法）の目的が遅延し、または減少するリスク

－新たな発電手段（洋上風力、太陽光、水力、原子力）のそれぞれの開発軌道が、電気システムにとって可能な限り最も効率的な電力構成を確保する上で、互いに十分に一貫していないリスク

－長期的なエネルギー構成において水素に割り当てられた役割が十分に明確化されていないリスク、および同様に、欧州のパートナーと協力して開発される低炭素水素の生産のための戦略と規制の枠組みに関するリスク

－二酸化炭素の捕捉および貯蔵の技術戦略が完成しておらず、詳細が不十分であるリスク

・欧州の背景に関するリスク

－欧州委員会がニュー・ニュークリア・フランス・プログラムの枠組みを承認できない、または承認が遅延するリスク

－国内電力市場（市場設計）の改革案が当グループの利益とならないことに伴うリスク

－エネルギー危機の長期化に対処するため欧州委員会がさらなる緊急措置を取る可能性は否定できず、その場合は当グループに影響が生じる可能性が高い。

－再生可能エネルギーの開発の認可手続を迅速化する提案が、RePowerEUおよび再生可能エネルギー指令の改正（RED Ⅱ）の枠組みで現在議論されている。しかしながら、再生可能エネルギーの開発が妨げられるリスクは残る。

－電解水素に関して、欧州の規制の枠組み、および電力網の電力を利用して生産された水素に係る排出量の計算方法に関するフランスの戦略について、リスクが残る。

－タクソノミー：補完的な委任法には、移行エネルギー源として原子力が含まれる。2023年１月１日以降の施行のための技術的調整基準の解釈、ならびにオーストリアおよびルクセンブルクが申し立てた取消しを求める訴えに関して、リスクが残る。

－木質バイオマスの活用に上限が設けられるリスク、および定義上この資源が再生可能エネルギーに含まれないリスク（再生可能エネルギー指令の見直し）。これは、Dalkiaの事業に大きな影響を与える。

－バイオリキッドを利用して運転する発電所によって超周辺地域の電力構成を脱炭素化する可能性を排除するような、技術規定が導入されるリスク

c) 統制行動

・当社外の意思決定に起因するリスクについては、統制行動は限定的である。しかしながら、以下の統制行動が取られている。

－フランス、欧州および当グループが事業を行う地域における政治、法律および規制の状況の監視

－特にARENH、料金凍結、緩衝、限界以下の発電収益の課税に関する当グループへの影響を特定することを目的とした、公表されたまたは未だ審議中の法律文書または規制文書による潜在的影響の分析。具体的には、当グループのバランスシート構造を強化するための行動計画を参照。

－審議中の文書および公共政策がEDFグループに直接的および間接的に与える可能性のあるすべての影響についての見解を共有するために行う（特にフランスおよび欧州の）公的機関との対話およびロビー活動

－国内および欧州レベルで審議中の関連文書について、公開討議に寄与すること

－フランス高等エネルギー理事会（CSE）へのEDFの参加

－フランスおよび欧州レベルの業界団体およびシンクタンクへのEDFの参加

－EDFまたは当グループに対して重大な課題または影響をもたらすと特定された法律文書および規制文書に適合するため、運用上の措置を実施すること

－エネルギー市場リスクおよび金融リスクの管理方針

・エネルギー公共サービス費用に関して：（特に「エネルギー公共サービス」プログラムに割り当てられる予算額に関して）2023年予算法の議会審議をサポートするため、および2023年の費用の補償が可能な限り完全かつ最新であることを確認して実際に認識された費用（価格凍結に関する費用を含む。）に可能な限り最も近い額を確保するため、DGEC、APE（フランス政府株式保有代理機関）および予算局と頻繁に対話する。

・EDFは、補償制度を確実に実施するため、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。EDFは、資本流出リスクを特に警戒しており、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前年との相殺を避けるため、積極的に努力している。

１Ｂ－水力発電委託の法規制の枠組みの変化

概要：当グループは、主にフランスにおいて、委託契約または許可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（設備容量が4.5MWを超える施設に関する規定）、委託規定の経済条件ならびに広告および競争入札の実施条件が変更されると、当グループの収益に影響が生じるおそれがある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

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）水力発電に関連する課題」に記載されている。フランス政府は、2022年12月31日に終了した31の委託契約（設備容量3,260MW相当）を更新していない。委託の更新に関しては、2015年10月22日付および2019年３月７日付の２件の正式通知の取消しについて、フランス政府と欧州委員会との間で協議が開始している。

EDFグループが各委託を自己に有利な条件で更新できない、または現在よりも不利な経済条件でしか更新できないリスクがある。また、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われるべき補償が、当グループの収入減少を補償するのに十分ではない可能性がある。今後の規制または欧州委員会との協議が、当グループに不利な方向に展開するおそれもある。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。

各国、そして主にイタリアの状況によっては、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。

b) 統制行動

EDFは、そのすべての利害関係者との主に水資源の管理に関する対話および共同建設、ならびに当該地域における現地経済発展のための支援を通じて、責任ある受託事業者として事業を行っている。

関連する地域における経済、政治および業界団体とEDFが密接に協力し、施設の近隣住民と緊密な対話を維持することで、この協議を日常的に行っている。

フランスにおいて地域経済を支えるということは、現地の産業構造を支えるため、すべての購入の67%を水力発電分野で行うことによって現地の経済的利益を最大化することを意味する（特定の水力取引に携わる1,980社を超える地元企業の供給業者委員会において言及された。）。

１Ｃ－配電委託の法規制の枠組みの変化

概要：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。法的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。

緊急性：中

a) 状況

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網の開発および運営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。

AODE（公共配電を統括する当局）の権限が法律により地方自治体（地方自治体または自治体間協力機関であるEPCI）に付与されている限り、かつ、公共配電網を構成する資産のすべて（電源ステーションを除く。）がこれらのAODEに所有されている場合、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。

結果としてEnedisは、法律（フランス・エネルギー法には配電網事業者が指定され、その委託業務が明記されている。）およびこれらの委託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（TRVE）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（AODE、配電網事業者および規制料金の供給業者を拘束する。）。

b) 主要なリスク

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。すべてのAODEとの委託契約を更新する現在のプロセスは、FNCCR（フランス全国委託元当局連合会）、フランス都市連合、EnedisおよびEDFによって2017年12月に策定された契約様式に基づいている。

国務院（*Conseil d'État*）が2020年７月および９月に行った２件の決定により、EnedisおよびEDF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とはいえ、当グループは、これらの規定が法律または不利な判決により改定される可能性を排除できない。

c) 統制行動

・法律文書および規制文書の監視における注意（欧州か国内か、および部門特有か否かは問わない。）
・公共配電モデルが問題視される可能性のある（例えば配電網事業者の独占権や料金の平準化を争うような）法的紛争の注意深い監視

１Ｄ－倫理またはコンプライアンス違反

概要：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。

緊急性：低

a) 主要なリスク

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取り締ま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ったり、当グループの財務実績に影響したりす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。

b) 統制行動

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（金融市場の規制に関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）

１Ｅ－訴訟リスク

概要：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。

緊急性：低

a) 主要なリスク

EDFグループは、通常の業務において訴訟に関与しており、その手続または結果は、その収益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、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。

b) 統制行動

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、ならびに特に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ている。しかしながら、この点において当該事項を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、2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.3および「第６ ３（２）訴訟」に記載されている。

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2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記に記載されている。

２Ａ－エネルギー市場リスク

概要：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。

具体的には、2021年末以来エネルギー市場のボラティリティが非常に高かったこと、フランスにおける当グループの原子力発電量に関する不確実性、フランス政府によるARENH上限引上げの可能性（リスク１Ａを参照。）、および「限界以下の予想外の収入の活用」と呼ばれる措置の実施は、当グループの正味エクスポージャーについて大幅な不確実性を生じさせ、当グループにとって大きなリスクとなっている。

緊急性：高

a) 状況

当グループは、発電事業、配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。

これらの様々なコモディティの卸売価格は、世界規模（石油、石炭およびガス）または欧州および国内レベル（電力）の需給バランスに応じて変動する。これらの市場では、大幅かつ予測困難な価格の変動および流動性危機が起きる可能性がある。例えば、ウクライナ紛争は、欧州におけるガスの供給、ひいては欧州の様々な市場において取引されているガスの価格にとって、重大なリスクとなっている。

b) 主要なリスク

このように、これら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、特に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、リスク要因「１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」に記載されている。

フランス政府は2022年１月13日、EDFに対して、2022年４月１日から12月31日までの期間に追加で20TWhのARENH電力量を46.2ユーロ／MWhの価格で競合事業者に販売するよう求めると発表し、2022年３月11日付命令によってさらに詳しく述べた。

このように、価格が非常に高く市場が極めて不安定であることに加えて、2022年および2023年の原子力発電量の大幅な減少（リスク要因「５Ａ－事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守」を参照。）ならびにARENH制度および限界以下の利益の処分制度に関する前述の政府の決定は、当グループに対する財務上の影響という点で大きなリスクとなっている。

こうした中、当グループの市場行動により、マージン・コールに応じるため相当規模の流動性要求が生じたり、取引相手先が債務不履行に陥った場合にカウンターパーティー・リスクが増加したりする。

最後に、当グループは、エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する欧州規則（*欧州規則第1227/2011号*）に従って様々な情報提供を求められている。

c) 統制行動

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的措置に関する詳細については、「第３ ３（３）⑥市場リスクの管理および統制」を参照。）。この政策は、価格変動の影響を平準化することはできても、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、当グループの生産もしくは顧客の消費に影響する偶発事象、またはコモディティ市場における価格変動の構造的傾向に晒されている（2022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を参照。）。

当グループが求めているヘッジ水準は、価格変動による不確実性の低減とEDFのポートフォリオの量の変化による不確実性の低減との間で、適切なバランスをとることである。

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。

２Ｂ－金融市場リスク

概要：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。

緊急性：中

主要なリスク

当グループは、外部管理の年金基金に関連して原子力事業関連の長期的コミットメントに関する費用を負担するために設定された専用資産として主に保有されている有価証券、および（これより程度は少ないものの）現金資産に関連のある有価証券および当グループが直接保有する投資対象としての有価証券について、株式リスクに晒されている。

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。

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、2022年12月31日現在、11,697百万ユーロであった。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17.04%であった（2021年12月31日現在は10.93%）。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1,993百万ユーロと推定される。

2022年12月31日現在、上場債券（11,089百万ユーロ）の感応度は4.9で、金利が一律に100ベーシス・ポイント上昇した場合、市場価額は538百万ユーロ低下することになる。この感応度は、2021年12月31日現在は5.3であった。

２Ｃ－金利リスク

概要：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。

緊急性：中

a) 金利の低下リスク

主要なリスク

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（2022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（2022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ことができるだろう。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）の動向によって異なる。

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ベーシス・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、当グループの収益、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、特に以下に依存するため、場合によっては当該日に専用資産に配分される金額に必ずしも影響しないこともある。

・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。

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、2022年は追加引当ての予定はない。

さらに、一定の金利で期待インフレ率が上昇すると実質金利が低下し、当グループの割引負債には、これらの負債に含まれる将来の費用がインフレ率に連動しているとみなされることから、金利低下と同様の影響が生じる。

b)　金利の上昇リスク

主要なリスク

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を調達できるか否か、または市場が非常に緊迫している場合に借換えを行えるか否かに影響する可能性がある。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0.5%上昇すると、当グループが発行した変動金利の債券の表面利率が上昇して当グループの現金収入の増加によって相殺されることで、税引き前利益に対して約－160百万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連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。）。

２Ｄ－流動性リスク

概要：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、当グループの拡大に必要な投資、長期の原子力へのコミットメントのための専用資産ポートフォリオへの充当金を賄うため、また起こりうる例外的事象に対応するために、十分な財源を保持していなければならない。EDFの財務格付（*2023年３月21日現在、EDFの長期格付は以下のとおりである：BBB／安定的な見通し（S&Pグローバル・レーティングス）、Baa１／ネガティブな見通し（ムーディーズ）、BBB＋／安定的な見通し（フィッチ・レーティングス）*）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。2022年12月31日現在、当グループの純負債額は、64.5十億ユーロである。

緊急性：中

a)　状況

2022年は、エネルギー市場のボラティリティが顕著であり、その結果、特にマージン・コールと担保取引が大幅に増加した。これに関連して、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。

当グループは、流動性需要を満たすために債券市場および金融市場で有価証券を発行し、担保の有無にかかわらず銀行借入をする。

このため、当グループは2022年10月５日に、1.25十億ユーロのグリーンボンド（12年満期）を含む総額３十億ユーロのユーロ建て優先債を３つのトランシェで発行した。2022年11月30日、EDFは１十億ユーロのハイブリッド債を発行した。

当グループは、以下を行った。
・2022年３月15日に、11行の銀行と総額10.3十億ユーロの二者間ローン（３年満期）
・2022年３月25日および４月29日に、総額２十億ユーロの２件の二者間タームローン（３年満期）
・2022年10月７日、１十億ユーロのグリーン二者間ローン（３年満期）を行い、フランスの既存の原子力発電所の資金調達および維持管理に充てた。
・2022年11月、６行の銀行と総額2.1十億ユーロの二者間タームローン（３年満期）を行い、フランスの既存の原子力発電所の資金調達および維持管理に充てた。

最後に、EDFは2022年４月５日に、3.1十億ユーロの増資を行い、従業員向けに0.1十億ユーロの増資も行った。

b)　主要なリスク

EDFの財務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。簡易公開買付けの完了が遅れた場合、このリスクは増加する。

新たなARENHの電力量配分、フランスにおける原子力発電所の操業停止、電力市場のボラティリティ（特に取引事業のマージン・コール）は、当グループの格付を圧迫し、短期的な流動性需要を高めた。財務見通しの不確実性が増したことで、格付機関が短期および長期の格付をさらに引き下げ、流動性アクセスとその費用の両方に影響を与える可能性がある。EDFは、2022年５月25日、スタンダード・アンド・プアーズの監視対象となった。格付は2022年12月14日に確定し、見通しは「安定的」となった。同様に、フィッチは2022年９月６日にEDFの格付を確定し、見通しを「安定的」とした（「第３ ３（３）⑥（ⅰ）(ロ）格付」）。

前年に既に増加していたこのリスクは、2022年中さらに増加した。これは具体的には、エネルギー価格が著しく変動したこと、多額のマージン・コールがあったこと、および原子力発電所を利用できなかったことによる。

その結果、当グループは2022年、例外的な流動性需要を満たすため、金融機関に対して多くの要求を行った。銀行のEDFに対するリスクは一定の飽和に達しているため、このような要求が2023年も行われる可能性は低い。

c) 統制行動

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。

当グループの流動性リスクの管理には、いくつもの特殊な手段を活用している。

・EDFは、米ドル市場では2018年以降、円市場では2017年以降、また英ポンド市場では2014年以降、発行を行っていない。このため、EDFは資金調達の通貨を自由に分散させることができる。
・2022年７月12日、EDFは、グリーン・ファイナンス・フレームワーク（*https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable*）を公表し、これによって投資家の持続的な需要があるグリーン発行を大幅に増やせるようになった。
・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。子会社の必要運転資本の変動は、当グループの財源から子会社に供給するスタンドバイ・クレジット・ラインの形で供給しており、当グループからリボルビング・クレジットも付与される可能性がある。EDF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、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独自に設定している。
・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。このシステムは、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、子会社の現金残高を利息と引換えにEDFが利用できるようにすることを目指している。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（US CP）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の上限は、フランスのNeuCPプログラム（Negotiable EUropean Commercial Paper）については６十億ユーロから10十億ユーロに引き上げられ、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。
・銀行取引先に預けたトレジャリー・ポートフォリオからの有価証券の現金による買戻し（レポ）

２Ｅ－カウンターパーティー・リスク

概要：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。

緊急性：中

a) 主要なリスク

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危機の間に実施された支援策の終了により、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。これまでのところ、当グループのカウンターパーティーの間で重要な債務不履行は確認されていない。経済情勢の悪化およびウクライナ紛争に伴うエネルギー危機に関連し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。また当グループは、エネルギー価格が大きく変動する中、子会社EDF Tradingの事業を注意深く監視している。

b) 統制行動

一部の事業については、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ジャーを連結する。

2022年９月30日現在、当グループのエクスポージャーの88%は、「投資適格の」カウンターパーティーに関するものであった。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ジャーが中心となっていることによる。

２Ｆ－為替レートリスク

概要：当グループは、その事業の多様性およびそれらの地理的分布により、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、貸借対照表項目ならびに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。
緊急性：低

a) 主要なリスク

当グループは、その事業および立地の多様性により、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、自己資本、純利益および各プロジェクトの内部収益率（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。

b) 統制行動

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外貨建て資産の為替リスクは、外貨建てで発行もしくは契約された債務を用いた市場でのヘッジにより、またはデリバティブ金融商品を用いて管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジはリスク／リターン目標に従う。ヘッジ比率は通貨によって異なる。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。

③ 当グループの変革および戦略に関するリスク

３Ａ－障害時の変革能力

概要：当グループは、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。
緊急性：中

a) 状況

・エネルギー部門の脱炭素化軌道における変化、新たな市場および新たな事業者の出現、ならびに利害関係者の事業モデルの変化
・エネルギー価格およびコモディティ価格の変動およびボラティリティ

・国際的な競争の状況の変化：競争の状況に応じて、当グループは異なる状況（市場全体の解放が進むか進まないか、競合事業者との関係における相対的地位、規制等）に直面し、顧客の期待も変化する。
・当グループの事業に重大な影響を有するフランスおよび欧州における公共政策および規制枠組みの変化（SFECおよびCRIM）
・フランス政府による簡易公開買付け実施の決定
・地政学的緊張
・気候変動が当グループの事業に与える影響

このように複数の危機（供給の確保、インフレ、地政学的緊張等）が重なる状況の下では、あらゆる分野、すなわち発電（新たな再生可能エネルギー等）、供給、サービス、貯蔵および処分、国際入札募集において競争が激化し、ゲームのルールは変化している（日中の超過利潤への課税）。

b) 主要なリスク

上記のことから、当グループの戦略がうまく実行されないことが大きなリスクとなる。具体的には、
・これらの変化に対応するために行う変革が十分ではないリスク、または当グループのモデルが脅かされるリスク。簡易公開買付けの完了がさらに遅れた場合、このリスクは増加する。このリスクの潜在的な影響は、以下の観点から測定される。
－事業モデルの収益性（ARENHのように不利な規制が課された場合）
－市場シェアの喪失、脱炭素化目標の不達成、期待された市場シェアを獲得できないことまたは利幅の減少
－上流部門／下流部門統合の減少、それによって事業、物理的および市場の不確実性の季節的変化に対応できなくなり、また売上総利益の損失につながるおそれがあること
－統合された当グループにおける部門間のシナジーの減少、それによって当グループが顧客および利害関係者の様々な期待に応えられなくなり、また低炭素産業ソリューションの効率、ひいては競争力が落ちるおそれがあること
－当グループが新たな機会（モビリティ、水素等）を捉えにくくなり、エネルギー分野における当グループの主導的地位を失うこと
・原子力費用および費用の動向（新規原子力プロジェクト、グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）等）ならびに当グループの資金調達力により、当グループは戦略の展開速度を見直さざるを得なくなる可能性がある。
・変革が軌道に乗り、適切な契約を締結している場合でも、当グループは、各種低炭素ソリューション・プロジェクトが計画どおりに実施され、かつ、経済、財務、規制、パートナーシップまたは法律の条件が満足のいくものとなると保証することはできない。また、顧客および利害関係者が表明したニーズをいずれ満たし、当初想定された利益を上げられると保証することもできない。これはすべて、当グループの財務状態、気候変動対策および評判に悪影響を与えるおそれがある。
・内部または外部を問わず、適応または変革に伴う変化によって労働関係環境が悪化し、従業員が個人としておよび集団として十分に動員できないリスク

c) 統制行動

以下の行動は、当グループのレゾンデートルおよびCSRコミットメントに沿い、顧客および利害関係者のニーズに応えるものである。
・低炭素ソリューションの開発および展開の継続：持続可能な開発ならびに顧客および地域とのつながりを目的とした、特にエネルギー効率および利用の脱炭素化、低炭素発電、貯蔵ソリューション、低炭素水素プロジェクト、融通性ソリューションのための供給およびサービス。この開発は、フランス、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。
・具体的には、ソーラー・プラン、電力貯蔵計画、電気モビリティ計画およびエクセル計画は、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主要な手段である（「第２ ３（２）①（ｉ）(イ) エクセル計画」を参照。）。
・成長、適応および変革プログラム、ならびに業績計画の実施。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。
・EDF内の「異なる働き方、異なる管理」プロジェクト等の変革プロジェクトを通じて作業グループを動員するための行動

３Ｂ－気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク

概要：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。

緊急性：中

TCFD（気候関連財務情報開示タスクフォース）が提案し、EDFが準拠する内訳によると、気候変動リスクは、気候変動の物理的影響に適応できないリスク（「物理的リスク」）と、低炭素経済への移行によって引き起こされるリスク（「移行リスク」）、の２つに分類される。

a)　主要な物理的リスク

EDFグループの施設は、水、風および太陽資源と密接に結びついている。電力系統の全体的な信頼性は、発電施設および電力網インフラの気候変動に対する強靱性に左右される（慢性的な影響であるか、または異常気象現象の頻度および激しさが増しているかを問わない。）。

極度のリスクは、施設および電力網インフラまたは発電の安全性に影響する可能性がある。慢性的なリスクは、発電、環境、および電力網容量に影響を及ぼす可能性がある。これらの影響は、水資源に関するリスク（資源紛争）に発展するおそれもある。

この気候に対する感応度により、かつ、気候変動の影響に関連する複数の不確実性を考慮すると、統制行動を取っているにもかかわらず、気候変動は当グループの事業の継続性、パフォーマンス、ならびに貸借対照表および財務実績に悪影響を与えるおそれがある。

b)　物理的リスクに対する統制行動

・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。
・当グループのCSR方針に従い、これらのリスクに対処するため、営業主体は、実施した措置および今後実施する措置をレビューするため、可能な限りIPCCシナリオに基づいて気候変動適応計画を定期的にアップデートしなければならない。このため、各グループ企業は適応計画を実施するための手引書を利用することができる。これらの適応計画は、フランスおよび英国の原子力企業、ならびに水力および島部の企業について、とりわけ強力である。
・これらの活動を支援するため、EDFグループは1990年代以降、気候変動問題に関する研究開発の専門知識を蓄積し、学術的な共同研究プロジェクトに投資している。
・当グループは、必要に応じて発電施設およびインフラの両方について適応計画をアップデートし、需給バランスに対する影響を予測するために、極度のリスクおよび慢性的なリスクについて数々の監督および適応行動を行っている。
・当グループは、水利用について内部および外部の利害関係者と調整を行っている。
・気候変動および外的脅威（気温、洪水、暴風等）の潜在的影響に関して、これらの産業ツールの耐久性を持続的に保証するため、フランス国内および当グループの原子力発電所および火力発電所に、ADAPTと呼ばれるプログラムが設定されている。
・近年の自然災害の影響、頻度および規模により、特定の保険の更新または加入はますます困難または高額となる可能性があるが、当グループはこのような保険の更新および加入を定期的に行っている。

c)　主要な移行リスク

当グループの長期的な戦略的方向性は、低炭素経済への移行に沿っている。2020年５月に採用したEDFグループのレゾンデートルは、「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、この低炭素戦略を志向している。

この一見良好で幸先のよい状況には、いくつかの重要な移行リスクがある。

・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。とりわけ原子力は、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、原子力に悪影響を及ぼす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。この点に関しては、欧州タクソノミーにより移行エネルギーに分類してしまうと、原子力の脱炭素性を十分に認識できず、結果として新規プロジェクトの資金調達力に影響が生じる可能性がある。欧州タクソノミーについては、リスク要因「１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」に詳しく述べる。
－フランスにおいては、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」複数のシナリオの見直しを求めた。

・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、化石燃料火力発電所の閉鎖または脱炭素化が完了しているか、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。
・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）。
・国際エネルギー機関（IEA）が2021年５月に公表したネット・ゼロ・シナリオは、電力部門を100%脱炭素化する目標を新たに2040年に（先進国は2035年にも）設定している。この目標は、欧州電気事業連合、投資家団体（IIGCC等）および2021年10月に公表された新たなネット・ゼロ基準における科学的根拠に基づく目標の認証（SBTI）を含め、多くの事業者に受け入れられており、結果としてEDFは自己の炭素軌道および2020年コミットメントの見直しを余儀なくされた。この新たな状況は、一部の開発プロジェクトが脅かされるリスク、達成することがより困難な取組みを行わざるを得ないリスク、および（収益性の高い事業を断念することによる）当社の収益性に対するリスク等、当グループにとってリスクを伴う。
・非財務情報の報告に関する新たな欧州指令（2022年11月に承認されたCSRD指令）は、欧州のすべての企業が目標を1.5℃で揃え、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するという目標を設定している。EDFグループはSBTイニシアチブより1.5℃のラベルをまだ受けていないため、当グループの利害関係者の間に誤解が生じやすい。
・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。

d)　移行リスクに対する統制行動

・炭素軌道：2018年、当グループは、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・ニュートラルの達成に貢献し、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（スコープ１、スコープ２およびスコープ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。EDFグループは、その軌道について1.5℃のラベルを受けるため、2022年にSBTイニシアチブの機関と協議を行った。
・低炭素ソリューションの採用：当グループは、とりわけフランスにおける再生可能エネルギー、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。
・カーボン・ニュートラル達成に貢献するプロセスにおける最終段階として、当グループは、2050年までに残存排出量を相殺する、いわゆる「ネガティブ・エミッション」プロジェクトを推奨している。
・公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク１Ａの統制行動は、政治、法律および規制の状況の監視、審議中の法案の潜在的影響の分析、公的機関との対話およびロビー活動である。

e)　全般的な統制行動－気候リスクの概要および分類

・2019年、EDFグループおよびその科学的パートナーが得たすべての知識をまとめた、気候変動およびそのEDFに対する影響の概要が、EDFの科学協議会に発表された。
・1990年代以降、当グループは、研究開発部門およびエンジニアリング・センターの両方において気候変動に関する重要な知見を有しており、この知見は長期にわたり維持されてきた。
・2019年、TCFD（気候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、監査委員会に提出された。気候リスクは現在、当グループの一般的なリスク分類法によって、毎年特定、評価およびアップデートされている。
・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年以降は、CAP2030戦略計画に含まれる、排出削減および強靭性に関する行動についての「気候」行動計画につながった。この行動計画は、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し、様々な行動計画を指導および調整している。
・2021年10月から2022年２月にかけて、EDFグループの資源の気候変動への適応について監査が実施された。

・気候問題についてすべての従業員の認識を高め、具体的な方法で彼らを動員するため、グループ内では様々な取組みを行っている。以下はその事例である。
－当グループは、2020年以降すべてのチームにクライメートフレスクを展開している。当グループでは、2022年末までに60,000人の従業員がこのツールを使用し、認知度を向上させた。
－「二酸化炭素との闘い」計画では、フランス国内の全従業員に、個人的に確約することでエネルギー移行のアンバサダーになる機会を提供する。
－カーボン・ニュートラル・パスポートは、従業員が自己の炭素排出量を計測し、行動を開始することを確約できるようにする。このパスポートの取得は、2020年に締結された利益分配契約の基準の１つであった。2022年は36,000を超えるパスポートが取得された。

３Ｃ－従業員の技能の適応

概要：当グループは、特に2022年２月10日のベルフォールでの演説を受けて、大きな活動量への対応を迫られる雇用市場において、エネルギー移行の様々な分野（既存の発電所、EPR２、接続量の増加、顧客の獲得）のスキルを確保しなければならない。

緊急性：中

a)　主要なリスク

EDFグループは、例えば、あらゆる産業分野で特にエンジニア、技術者、および情報システムのプロファイルのスキルを求める経済事業者間の競争が激しく、多くの産業同様に特定の技術職（溶接工、板金職人）の採用が難しく、また実施している研修が必ずしもニーズを満たしていない等、労働力がますます不足し獲得競争が激化している雇用市場に対処しなければならない。

この新たな状況の下、当グループは、そのあらゆる産業パートナーと同様に、４つのエネルギー部門の事業ライン（原子力、配電、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービス）において適切な能力を持つ人材を必要とする未曾有の産業問題に直面しなければならない。

これまで実施されてきた行動計画は、スタッフのキャリアパスの管理を可能にし、戦略的な人員計画（GPEC）の恩恵の下で特定されたリスクをカバーし、翌期のスキルニーズを満たしてきたが、2022年に関連範囲が拡大されたことで、スキルとニーズが一致しないリスクが増加している。これは、スキルの問題がEDFグループのエコシステム全体に存在し、下請けや臨時雇い等の外部人材を集められるか否かを左右するためである。

b)　統制行動

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に基づいている。この点に関する主な統制行動は、以下に関するものであった。

・EDECおよび地域レベルのGPECを通じて、関係するすべての分野（原子力、電力網、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービス）によるニーズをより正確に認識すること
・魅力に関する取組みとパートナーシップの強化
・魅力、調達、研修および採用の流れに対するグローバルなアプローチ
・フランス・グループにおける意欲的な技能開発方針。実地を含め代替的かつデジタル的手段に充てる資金の増加、従業員間の知識およびスキルの移転（学習する精神を組織に浸透させるため、原子力以外のすべての事業ラインに拡大した知識管理アプローチ）を通じた新入社員のスキル習得の加速

３Ｄ－長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力

概要：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。

緊急性：中

a)　主要なリスク

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（2022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。フランスの年金改革は、当グループのコミットメントに影響する可能性がある。

上記コミットメント、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くなる可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

b) 統制行動

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。英国においては、2021年の年金改革（確定給付から確定拠出へ）、ならびに既存の３つの基金（BEGG、EEGSおよびEEPS）が2021年12月31日に合併され１つの基金（EDFG）となったことで、将来のリスクは限定される見込みである。

④ パフォーマンスに関するリスク

４Ａ－EPRプロジェクト（HPC、FLA３および台山等）を含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制

概要：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。

緊急性：高

a) 状況

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、フランスのフラマンビル３および英国のヒンクリー・ポイントＣ（HPC）のEPRプロジェクト等の非常に複雑なプロジェクト、進行中のプロジェクト、ならびにフランスのEPR２およびサイズウェルＣ等の今後のプロジェクトを実行しなければならない。これらのプロジェクトは、多額の投資と、審査および規制承認に長期にわたる手続を要する。

これらのプロジェクトの成功は、原子力産業部門の将来を決定するものである。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である。

当グループにおいて進行中のその他の主要なプロジェクトは、以下のとおりである。

・既存の原子力発電所に関する大型プロジェクト（リスク５Ａに記載された「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）
・洋上再生可能エネルギー・プロジェクト（洋上風力）
・国際水力プロジェクト

b) 主要なリスク

これらのプロジェクトは、その産業的実施に関連して無数の技術上および業務上のリスクに晒されており、結果として、操業開始の遅延および関連費用の増加、または特定の技術的選択を見直す可能性がある。これは最終的に、予想されていた収益性の減少、または資産のさらなる評価減にさえつながるおそれがある（2022年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記10.8.2を参照。）。

これらのプロジェクトは、その規模を踏まえると、当グループの業績および貸借対照表（主に自己資本および資金調達力）に多大な影響を及ぼし、当グループにとって重要なリスクを伴う可能性がある。

その他にも、プロジェクトのスケジュール、関連する費用および／または収益性を脅かすおそれのある技術、産業、経営、経済、規制、政治、環境または受諾リスクが存在する。

技術上または運用上の不履行リスク

当グループは、大規模かつ複雑な産業プロジェクトに伴う技術上および業務上のリスクにより、これらのプロジェクトの実施および運営において大きな不確実性に晒されている。これらのリスクは、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可能性がある。

例えば、

・HPC EPRユニットの建設が遅れ、2036年10月31日を越えても商業稼働できない場合、差額決済契約によりこれらの工事に与えられていた収益保護が失われるおそれがある（「第２ ３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。
・2021年６月に台山発電所の原子炉で発見された燃料漏れについて現在行っている調査の結論は、他のEPRプロジェクトに徐々に受け入れられている（「第２ ３（２）⑤（iii）(へ)（ａ）中国における事業」および下記「c2）資金拠出したEPRプロジェクトの統制」を参照。）。

これらの不確実性に加えて、またはこれらの不確実性の結果として、当グループは、契約上の義務に違反する可能性がある。

戦略リスク

当グループの戦略目標は、フランス国内外の新規原子力施設の建設に関与することである。これらのプロジェクトに関連するリスクは、投資判断が行われない、または技術的、規制的もしくは財務的に劣悪な条件で投資判断が行われる可能性があることである。

資金調達および、場合によっては規制枠組みに関連するリスク

特にフランスおよび英国における新規原子炉建設プロジェクトは、相当な投資、ならびに適切な資金調達および価格決定条件のある適切な市場組織を必要とする。経済情勢や制度的な状況を考慮すると、または進行中のプロジェクトの適切な進捗状況によっては、このような資金調達が遅れたり、危うくなったりする可能性がある。

フランスにおいては、市場組織が不適切で、EPR２原子炉の開発を継続するために必要な許認可を取得できないか、取得が遅れた場合、特に、最終的にEDFが負担する可能性のある決定の上流にある開発費用のため、当グループの財務状態に影響を及ぼす可能性がある。プロジェクトの開始を遅らせる可能性のあるいかなる事象も、エンジニアリング業務の中断、技能の維持およびサプライ・チェーンの動員の困難につながり、産業統制およびプログラムの実施の弊害となる。

英国においては、ブレグジットの実施により新たに生じた状況により、プロジェクトの実施および収益性の条件が変更される可能性があり、英国における当グループの将来のプロジェクトに投資家を関与させるための条件が満たされない可能性がある。

・HPCプロジェクトの資金需要が株主の契約上のコミットメント（資金拠出した資本）を超え、株主が追加的な資本（任意の資本）を割り当てるよう求められる。CGN（China General Nuclear Power Corporation）が任意の自己資本を割り当てない場合、CGNは拠出された資本の一部を出資しているため、当グループがCGNに代わって当該資金を拠出しなければならない可能性がある。
・サイズウェルＣプロジェクトにおいて、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、プロジェクトに重大な影響が生じ、当グループが投資しない判断を下す可能性がある（リスク４Ａの「c)統制行動－c3)今後のプロジェクトの統制－２．サイズウェルＣ（英国）」を参照。）。

また、タクソノミー規則（リスク１Ａを参照。）に基づき移行エネルギーに分類してしまうと、原子力の脱炭素性を十分に認識できず、結果として新規プロジェクトの資金調達力に影響が生じる可能性がある。この法律には、燃料サイクルまたは廃棄物管理は含まれていない。最後に、原子力を調整された業務として分類する委任法に定められた条件は、充足されない可能性がある。これらの要素は、将来の主要な原子力プロジェクトに対する当グループの資金調達力に影響を与える可能性がある（リスク１Ａを参照。）。

外的リスク－政治および地政学、行政手続

これらのプロジェクトはすべて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も、問題の根源となる可能性がある。

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４Ｂを参照。）。英国においては、EDFとCGNはHPC、およびブラッドウェルの各プロジェクトにおけるパートナーであることから、これらのプロジェクトは英国、フランス、米国および中国（特にCGNが主導するブラッドウェル・プロジェクトにおいて）間の外交関係の悪化により影響を受けるおそれがある。

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。

CSR問題に関するリスク

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っており、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。

循環的リスク

インフレ圧力も、プロジェクト費用の増加につながるおそれがある（具体的にはリスク要因「４Ｂ－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。）。

健康危機は、これらの主要なプロジェクトの展開に影響を与えており、悪化すればさらなる遅れまたは追加費用につながるおそれがある。

また、健康危機は、一部のパートナーの財務力を弱めた可能性がある。

その他のリスク

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業務の統制、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。

c) 統制行動

c1) 横断的な統制行動

・プロジェクト管理の継続的改善アプローチの一環として、当グループは、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プロジェクト管理方針ならびにコミットメント方針を有している。プロジェクトの評価は定期的に行っており、当グループは2020年末に主要プロジェクト統制ユニットを立ち上げた。当グループは、2019年12月以降エクセル計画を実施している。これは、フランス、英国をはじめとする世界各地で進められている、また今後進められる予定である主要プロジェクトを確実に成功させるために、フランスの原子力産業を高いレベルの厳格さと品質に戻すことを目的とするものである（「第２ ３（２）①（ｉ）(イ）エクセル計画」を参照。）。

・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。

c2) 資金拠出したEPRプロジェクトの統制

１．フラマンビル３EPR（フランス）

特に、公表された期限および費用目標（*2022年12月16日付プレスリリースを参照。*）を守れるか否かは、依然として以下に左右される（「第２ ３（２）①（ｉ）(ハ）(ａ）フラマンビル３EPRプロジェクト」を参照。）。

・新たな承認に向けた主要二次回路のアップグレードおよび水力試験の実施に続き、「複雑な幾何学的形状」の非破壊検査および応力除去熱処理の完了

・ループテストからEDFが導き出した結論をASNが確認したことで、配管破断後に主要一次回路から水を再循環させる際のSIS／CHR濾過の効率を保証するために行った作業が妥当であったことが実証された。

・行政認可を取得するため、原子力安全当局（ASN）に関連する最後の技術的問題の調査の残り

・施設の最終段階の完了

・特に今後の作業の関係で、新たな技術的問題が発生する可能性があること。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。

原子炉容器に燃料を装荷し全体の起動試験を実施する前に行うべき業務に加えて、新たな危険が発生した場合、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もある。完了までのスケジュールおよび費用に関するリスクは引き続き高い。

２．台山EPR（中国）

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号機は、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日に商業稼働が開始された。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。）。

資産の収益性は、台山で発電された電力の固定価格買取制度と関連しており、料金決定が有利でない場合は影響を受けるおそれがある。2019年３月20日、国家発展改革委員会（NDRC）は、7,500時間の全出力運転に相当する発電の年間保証買取量につき、2021年末まで暫定的に435人民元／MWhの料金を設定した。この量を超える余剰電力は、市場価格で売却される。測定可能な発電施設については、台山発電所の実際の稼働率は、広東省の送電網事業者によって決定される。暫定料金は、2021年12月22日、中国の第３世代の原子力発電所、特に台山発電所に対して適用される新たな料金制度が発表されるまで延長された。

2023年初頭現在、当局はそれ以上の発表を行っていない。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。

TNPJVCが行った資金調達の取決めには、ジョイント・ベンチャーの金融負債の返済を確保するための引当金が含まれる。一定の状況下では、これらの引当金により配当金の支払いが一時的に制限される場合がある。仮に当社が累積当期純利益の黒字化または十分なキャッシュ・フローを生み出すことができなければ、EDFの予想配当額は下方修正されることになり、結果として当該資産の減価償却が必要となるおそれがある（*EDFの勘定における2021年末現在のTNPJVCの資本持分の価値は210百万ユーロである。2022年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記12を参照。*）。

３．ヒンクリー・ポイントＣ－EPR（英国）

ヒンクリー・ポイントＣ（HPC）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。

2022年、建設はいくつもの経過目標を通過した（「第２ ３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）が、プロジェクトには以下の特徴があった。

・土木工事のパフォーマンスが依然として予想を下回ったこと
・世界の建築資材市場および労働市場の不足
・2022年11月に施設で発生した１件の死亡事故について、原子力規制局（ONR）による調査は現在も続いている。プロジェクト・チームは、労働者の安全衛生に関して常に警戒を怠らない。
・地政学的およびマクロ経済的環境に起因するサプライ・チェーンの問題

これらの要素は、今後も建設の進捗およびサプライ・チェーンに影響を与えるおそれがある。遅れを取り戻し、土木工事のパフォーマンスを向上させるため、行動計画が進行中である。完成に係るスケジュールおよび費用を遵守する（「第２ ３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）には、これらの行動が予想どおりの成果を上げることが必要となる。

HPCのIRRは、以下の影響を受けやすい。

・差額決済契約の条件を超えるインフレおよび電力市場価格の変動
・株主二者（EDFとCGN）間の契約の影響（初期費用予算からの逸脱または遅延が生じた場合にEDFが特定の追加費用を補償する仕組みが含まれる。）。完成までの現行のスケジュールおよび予測される費用を考慮すると、このメカニズムは2023年１月に発動された（「第２ ３（２）⑤（ｉ）英国」を参照。）。
・CGNが任意の資本に貢献しないリスク
・英ポンドとユーロの為替レート。このリスクのヘッジ戦略は、HPCプロジェクトおよびグループ・レベルで設定されている。

c3) 今後のプロジェクトの統制

１．フランスの原子力発電所の更新－EPR２（「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。）

主な課題は、プログラムの開始決定と、その実施に必要な法的・財政的枠組みへの移行に向けた条件を、できるだけ早く満たすことである。

このためには、事前に以下の複数の行動を取る必要がある。

・完了までの見積費用と企画費用の統合
・プログラムのコミットメント決定前の主要契約への署名
・プログラムの体系化後、2022年にフランス新規原子力プログラム局が設置されたことを受け、特に資金調達スケジュール、規制、およびフランス政府とEDFが取り組むガバナンスの策定
・必要に応じて、政府補助金の規制を考慮したプログラムの体系化の取決めを、フランス政府が欧州委員会に通知すること
・最初の建屋のためのプログラムと現場に関する公開協議。この協議の結論は、原子力事業者が新たな原子力施設の建設を開始するために行政当局に提出するべき設計受諾確認（DAC）申請の一環として考慮されなければならない。

２．サイズウェルＣ（英国）

サイズウェルＣプロジェクトの進展については、「第２ ３（２）⑤（ｉ）(ロ)（ｅ）新規の原子力発電所建設事業」に詳細が記載されている。EDFが他の投資家とともに最終投資決定を行うことができるか否か、および建設段階の資金調達に寄与できるか否かは、以下に左右される。

・規制の枠組みや政府支援パッケージ（GSP）後の残存リスク・レベルに依存し、マクロ経済の動向にも左右されるプロジェクト・ファイナンスの確保

・最終投資決定後、EDFが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プロジェクトを除外できること
・投資家であるEDFが投資方針に基づき19.99%以内と見込む、資本に対する報酬
・必要な許認可のうち未取得のもの（特に補助金の管理に関する許認可）をすべて取得すること
・政府支援パッケージ（GSP）の最終承認
・完了までの費用の参考見積りとプロジェクトの予定スケジュールに関する英国政府との合意
・EDFの主要な契約が最終投資決定（FID）日までに締結されること

EDFのサイズウェルCへの資金提供のコミットメントは、FID日までは出資上限の対象となるため、出資上限を超えてプロジェクトに資金提供を行う義務はない。

これらの条件を満たすことができなければ、当グループは最終投資決定を行うことができなくなるおそれがある。特に、EDFがプロジェクトを非連結化できることが確実でない状態で投資を決定した場合、当グループは非常に不利な立場に置かれることになる。

決定を行う上で有利な状況を作り出すための主な統制行動には、以下が含まれる。

・英国政府と協力して残りの段階を完了し、将来の投資に備えること。2022年11月29日、英国政府はサイズウェルCプロジェクトに約700百万英ポンドを投資し、プロジェクトの長期的発展を持続的に支援する決定を発表した。
・サプライ・チェーン事業者と協力し、特に複製戦略を含む適切な契約戦略を策定すること。ガバナンスの違い（最終的な所有割合、パートナー等）を考慮しつつ、ヒンクリー・ポイントCがサイズウェルCプロジェクトを複製するメリットを確保するため、HPCとの組織的かつ協調的な話し合いが進行中である。計画によっては、非連結化ターゲットと相容れないリスクが大幅に悪化する可能性がある。
・HPCプロジェクトからのフィードバックを考慮した費用および企画の詳細な検討

３．ジェイタプール（インド）

EDFおよびそのパートナーは、2018年末、NPCILに対して包括的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の供給を約束する予定である。

EDFはこのプロジェクトに対して投資を行う予定はない。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。2021年４月、拘束力のある技術的および商業的提案がなされ、現在協議中である（「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」を参照。）。

プロジェクトは、エンジニアリング・サービスならびに発電所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を考慮したもの）の遵守に関連するリスクがある。実質的な税の側面を含むカントリー・リスクに加えて、インドにおける原子力責任の範囲に関する条件を満たさなければならず、プロジェクトの資金調達計画については、最終的な契約の締結前に確立しなければならない。

c4)　Framatomeに固有の統制行動

Framatomeは、フランス国内外においてEDF以外の原子力事業者またはその他の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原子力事業者であるEDFにとって、極めて重要である。

EPRプロジェクトの成功、フランスの原子力産業の競争力および当グループの国際的発展の成功は、いずれもFramatomeが調査、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。

４Ｂ－サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性

概要：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適切な完成ならびに運用上の持続可能性の他、事業ラインの要求により購入する原料、機器またはサービスの価格変動リスク、入手可能性に対するリスク（供給の停止または不足）、物流リスクに影響されやすい。ロシア・ウクライナ紛争等、対立する国家間の危機および紛争によって、特に関係する地域に当グループまたは当グループの産業パートナーに対する供給を続けるために欠かせない原材料または生産資源の重要な供給源がある場合、これらのリスクは悪化する可能性がある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

当グループにとって重要な原料または商品

重要な原料または商品に対する当グループのニーズは、特に業界サービスの構造および動向、または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。運用に必要な原材料および部品の価格に対するインフレ圧力により、現在このリスクは高まっている。

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、水力および再生可能エネルギーによる発電、電力貯蔵および電気モビリティ分野を中心に、技術を使用している（*ウランの供給の話題についてはここでは触れず、リスク要因「５Ｄ－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、特定のサービスの提供が格別に複雑となったり、完成が遅延したりさえする可能性がある。特に貯蔵または処分、再生可能エネルギーの成長および低炭素電力の市場浸透に関連する開発（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関して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え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注意義務を求める規定に左右される可能性がある。

供給業者パネル

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。大規模グループは別として、供給業者の産業構造の主要な部分を構成する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。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への傾向は続いている（件数は少ないが倒産は一般に買収で決着がつき、再生の機会となる。）。

契約関係およびパートナーシップ

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も、問題の根源となる可能性がある。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、CGNに関する中国との民生原子力協力を決定し、2019年８月、米国商務省（US DoC）は、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。これらの決定は、米国製の製品および技術の移転、具体的には、特に英国の新規原子力プロジェクトにおける米国の軍民両用製品および技術の（EDFのパートナーである）CGNに対する移転に関するものである。これらの決定の結果、該当する事業体に技術的範囲において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当局から個別の承認を受けなければならない。

また、2020年６月、米国国防総省も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。地政学的リスクは、英国にも存在する。

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。

これらのリスクは、国またはブロック間の紛争によって、特に現在はウクライナ紛争等、関係する地域に当グループまたは当グループの産業パートナーに対する供給を続けるために欠かせない原材料または生産資源の重要な供給源がある場合、悪化する可能性がある。

b) 統制行動

2021年、当グループは、新たな供給業者ポリシーを採用した。これは、プロジェクトがそのニーズを満たす供給業者パネルに依存できることを保証し、供給業者の不在、品質上の危機または契約の行き詰まり等のリスク状況を軽減することによって、プロジェクトのパフォーマンス目標を達成することを目的としている。

さらに、2020年に開始されたエクセル計画（「第２ ３（２）①（ⅰ）(イ）エクセル計画」を参照。）は、特に、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（専門施設および教育施設に関する溶接計画およびイニシアチブ）、供給業者の選択および認定プロセスの向上、「倫理、コンプライアンスおよび人権」および「責任ある地域の発展」に関する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関係数の増加等に関する課題。この関係で当グループは2021年、供給業者との関係に関与する事業体の行動を調整することを目的として、原子力分野に「供給業者ポリシー委員会」を立ち上げた。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10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。

当グループが機器またはサービスの供給業者と締結した契約、特に各段階において警戒行動を実施することによる契約締結プロセスおよび締結した契約の管理の向上は、運用、期限および関連費用の統制の観点から主要な課題である。

契約管理部門が主導する契約管理機能は、当グループの法務部に直属し、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の関与を求める。当グループの上級管理者と各部門に並ぶ、契約管理における追加的な防衛線である。

米国および中国が採用した規制および法律に対して、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、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。

４Ｃ－労働衛生違反または安全違反（従業員およびサービス供給業者）

概要：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。

緊急性：中

a)　主要なリスク

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。

当グループのいかなる事業分野においても、労働関連の災害または疾病のリスクを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。

b)　統制行動

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下請業者双方の安全衛生を保証するための対策を採っ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および安全衛生管理の最善の参照枠組みの策定および推進、各チームが現場レベルでの安全対策の改善と強化について検討するため2022年10月13日に終日操業停止する等、グループ・レベルで全体としても行動を取っている。

４Ｄ－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）

概要：当グループは、その情報システムを含む有形固定資産または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。

緊急性：中

a)　資産に対する影響

主要なリスク

当グループの資産は、当グループの従業員ならびに有形固定資産および無形資産からなる。当グループまたはその従業員が稼働する施設または資産は、あらゆる悪意ある行為の標的となる可能性がある。これらの行為は、当グループの営業活動、財務状態、法的状況、資産または評判に悪影響を及ぼすおそれがある。

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。

統制行動

EDFグループは、攻撃があった場合にこのリスクを防止し、影響を限定するために、悪意ある行為に対する資産保護に関する方針を策定している。このポリシーは、人、不動産資産および無形資産の保護手続、ならびにセキュリティ・インシデントの情報収集のための指示およびITツールによって補完される。このポリシーおよび手続は、2021年、脅威環境の変化を反映するためアップデートされた。これらのポリシーおよび手続は、企業の業務執行委員会の一員である資産セキュリティ・マネージャー（RSP）のネットワークによってサポートされている。

主要な資産保護行動は、以下のとおりである。

・RSPネットワークの調整、新任RSPの研修、書簡（DSIE@eDF）、要求に応じたサポート（施設の警備、海外プロジェクトおよびセキュリティ等）ならびに最新のトピックについての発表（IGI 1300機密メディア・文書および秘密保持に関する省庁間一般指示、セキュリティ・インシデントの新たな情報収集ツール等）
・悪意ある行為に対する資産保護に関する方針についてのオンライン研修コースの設定
・特に情報の分類および保護に関するメモおよびセキュリティ・インシデントの報告手続における、当グループの悪意ある行為に対する資産保護に関する方針実施に際してのEDFの手続の適応
・セキュリティ・インシデントの新たな情報収集アプリケーションの実施
・ANSSI（フランス国家情報システム・セキュリティ庁）、DSIGおよび関連企業とともに、NIS指令およびフランス軍事計画法（LPM）の実施管理への参加
・IGI 1300の新バージョン、当グループにとって重要な変更点を含む指示に関する義務の導入への寄与
－フランスのエコロジー移行省（MTE）およびその他の関連事業者と、IGI 1300に関して省庁に提出する覚書を起草する作業への参加
－IGI実施の内部メモの起草
－規制上の義務がすべて適切に履行されていることを保証することで、各企業がこの指示を履行する支援をすること
・企業における人事部、管理者および弁護士向けの、根本的改革および宗教的問題についてのDGSIおよびDRHG研修コースの設定
・情報システム・アプリケーション等の開発中に「資産セキュリティ」ファイルを考慮する支援
・コンプライアンス・ファイルの作成への寄与

b) 情報システム障害（サイバー攻撃によるものを含む。）

主要なリスク

当グループは、商業活動および産業活動の遂行、人的資産、産業資産および商業資産の保護、ならびに（顧客および従業員の）個人情報の保護に不可欠で、かつ、急速に変化する状況（デジタル移行、在宅勤務の拡大、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、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。

当グループまたはその従業員が稼働する施設および資産は、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。

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。

統制行動

EDFグループは、悪意ある行為に対する資産保護に関する方針を、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。

IT資源の利用に関する憲章は、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、アプリケーション開発者、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。取締役会の執行委員会および監査委員会は、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。このセンターは現在、PDIS（セキュリティ・インシデント検知サービス事業者）として認定されている。

2022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。

・グループ企業のサイバー・セキュリティ目標を設定し、その達成度をサイバー・セキュリティ・レビューによって測定した。
・（子会社を含め）誰でも利用可能なオンライン研修「サイバー・セキュリティ・パスポート」モジュールを導入し、フランス国内の当グループ上級幹部および管理者全員に受講を義務づけた。
・グループ企業でフィッシング意識向上キャンペーンを導入した（2022年の対象者は96,000人）。
・専門家チームの強化、サイバー・セキュリティ・インシデント管理方針の公表等、セキュリティ・インシデントの発生時に効率的な対応を保証できるよう、サイバー・セキュリティ業務機能を引き続き強化した。
・レンヌ施設を開設した。この施設の開設により、欧州の関連する参照領域（大学院、研究センター、企業、新興企業、軍事省、国家情報システム・セキュリティ庁）内のEDFサイバー・システムが完成した。
・あらゆる種類の情報システムに対して定期的に実施される精査や監査を通じて、脆弱な領域を検出することを目的とした脆弱性オペレーション・センターを設立した。
・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 Systèms 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引き続き整備および評価した。
・当グループのサイバー・セキュリティ・レベルを反映し、また各報告企業向けに適応され、執行委員会の各委員に宛てたダッシュボードを、定期的に執行委員会に発表した。

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およびサイバー・セキュリティの訓練が定期的に行われている。

４Ｅ－水力発電の安全違反

概要：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。

緊急性：中

水力発電における安全性は、水および施設の存在または操業に関係した人および財産に対するリスクおよび危険を低減するため、発電所の設計時およびその操業中に取る一切の対策をもって構成される。

a)　主要なリスク

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。

b)　統制行動

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。

・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
・オペレーショナルリスクの統制：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）徹底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に向けた年次報告書を作成するとともに、水力発電の安全性に関わる者に対しても報告を行っている（「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。

４Ｆ－EDF内での需要と供給の不均衡に関するリスク

概要：原子力発電量が減少し、同時に代替供給業者の多数の顧客がEDFに戻った場合、EDFの範囲内で電力需給に不均衡が生じ、卸売市場において多額の購入が必要となるおそれがある。このような事態になれば、当グループに財務的影響が生じる可能性がある。

緊急性：中

a)　状況

2022年から2023年の冬季と翌年の冬季にEDFの電力需給バランスが崩れるリスクは、通常よりも大きい。これは特に、EDFの原子力発電所の冬季稼働率が低下したこと、および代替供給業者の多くの顧客がEDFに戻ってきたことによる。稼働率が低下した原因は、集中的な産業プログラムである「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」、2020年のCOVID-19の健康危機による好ましくない出来事、および確認された応力腐食等である。発電量が不足した場合、EDFは不足した発電量を高い市場価格で買い戻すため、費用が増加する。さらに、市場価格が高騰すると、個人顧客は規制販売料金を選択せざるを得なくなる。

EDFの一部の顧客の消費量が気温の影響を受けやすいことを考慮すると、上記の状況は、主に大寒波時に発生する可能性があり、風力発電や短期市場の流動性に影響を与えるほど弱風の場合は悪化するだろう。このように、このリスクは気象予報次第であり、数日以上先までは予測できない。

b)　主要なリスク

不均衡が確定した場合、EDFは短期市場で非常に大きなエネルギー量を非常に高い価格で購入しなければならなくなる可能性がある。したがって、EDFには財務的影響が生じる。EDFが需給の均衡を取るために必要な購入を行うだけの市場流動性がなければ、市場価格よりもはるかに高い可能性のある価格で不均衡を解消しなければならないため、金融リスクが増加する。

c)　統制行動

冬季の準備の一環として、EDFは多くの予防措置とそのリスクを統制するための措置を実施し、発電と需要の両面から働きかけている。

冬季に稼働可能な発電量を最大化するため、EDFは特に、原子力ユニットの停止スケジュールを詳細に検討し、需要が多い週には可能な限り多くの発電能力を確保できるよう停止を予測したり遅らせたりした。コルドメ石炭火力発電ユニットの認可された運転限度引上げのための営業免除が得られた。

需要面では、EDFは顧客との新たな負荷制限容量を契約によって正式なものとし、エネルギー抑制を促進するためのコミュニケーション・キャンペーンを実施し、政府の要請により規制販売料金請求スキームのTEMPOオプションを再開し、需給均衡に大きな負荷がかかる日に消費量が減少するようにした。

最後に、フランスの電力システムが自ら均衡を取れなくなるほどの不均衡の場合、RTEはリアルタイムで利用可能なさまざまな契約やバックアップ・メカニズムを実践しなければならなくなる（大口需要家との契約負荷制限、電力網電圧計画の一時的な引下げ、一時的および対象を絞った負荷制限等）。

政府当局がRTEおよびEDFと実施したコミュニケーション活動は、温度変化を調整したフランスの消費量にかなりの減少（約10%）が見られたことから、かなりの効果があったと考えられる。

４Ｇ－停電リスク

概要：停電、すなわち当グループがサービスを提供する地域において広範囲にわたる電力網の事故があった場合、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。

緊急性：低

a)　主要なリスク

当グループは、停電や、相当規模の広範な電力網事故に直面したり、またはかかる事故に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象の発生した電力網がEDFの運営するものではない場合、またはかかる事象が第三者の責に帰す場合でもあり得ることである。

需給不均衡のリスクとは異なり、停電の原因としては、事故による電力供給または送電の中断、送電網の連鎖的障害、相互接続問題等、急速に発生する現象が考えられる。きっかけは通常、輸送（またはまれに発電）に不可欠な機器の重大な故障によって自動保護装置が作動し、電気系統の大部分が即時に停止するといった、特定の事象が重なった状況である。

このような予測不可能な供給の中断は、全国または一部の地域に大規模な混乱を引き起こし、数時間続く可能性がある。したがって、停電は、当グループの財務状態に影響を与えるだけでなく、顧客およびすべての利害関係者からの当グループの評価に悪影響を与える可能性がある。

b) 統制行動

RTEは、フランスの電力システムを24時間体制で制御し、特にリアルタイムでフランス国内の電力需給の調整を行っているため、このリスクの統制はRTEの中心的な任務である。RTEが行う措置は、公的機関が定める枠組みの範囲内であり、ENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）の枠組みの中で策定された、欧州TSO（技術支援機関）と共通の方針を遵守している。

EDFの規制上の義務に加えて、かつ、公共サービス契約および需給バランス調整者としての責任に従い、リスク管理においてEDFが果たす役割は、以下の義務を果たすことである。

・準備金の設定のためにRTEの入札要求に応じること
・RTEと契約し、発電ユニットの操業停止や電力網への介入を調整して計画すること
・EDFとRTEとの間で契約された基準および約束に、発電所や関連する自動システムの性能が適合していることを保証すること

４Ｈ－労働安全違反、および生物多様性を含む環境資産に対する影響

概要：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（空気、土壌および水）に関連して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。

緊急性：低

a) 主要なリスク

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、環境面の影響（空気、土壌および水の汚染リスク）または公衆衛生面の影響を有する産業インシデントまたは事故の原因となるまたはなった可能性がある。

さらに、EDFが主な土地所有者および天然資源管理者であるフランスを中心に、当グループのすべての施設およびプロジェクトは、生物多様性の問題ならびに、より一般的には生態系、特に気候変動に関連した温度および採水の問題に関係している。

エネルギー移行によって生物多様性の保護、汚染の抑制および環境全体への影響の抑制に関する新たな需要が生まれ、または需要が拡大するため、リスクはより一層高くなる。

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にない近隣の施設で起きる事故の影響を受ける可能性がある。

当グループは、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。

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、リスク４Ｅ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、注意義務に関する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。

b) 統制行動

各産業施設で実施されるリスク管理調査では、健康または環境に対する潜在的な影響（規制の遵守、土壌、水、および空気、ならびに潜在的な健康への影響の監視、防止および保護）をまとめている。また、事故が起こった場合の回避策も含まれている。この点については、2019年９月26日にルーアンのセベソ指定のルーブリゾール工場で発生した火災からのフィードバックも分析に含められた。当グループのフランス国内のセベソ施設はすべて、この種の施設に適用される規制要件を実施している。また、ルーブリゾールの工場における火災を受け、これらの施設は、知事からの要請にはすべて応じている。ルーブリゾール後は可燃性液体および有毒物質の貯蔵に関する命令が可決され、当グループのICPE（環境保護指定施設）産業施設にも適用された。

EDF内の産業リスクおよび自然リスク（RIN）ネットワークは、新たな要件が各施設において確実に満たされ、割り当てられ、組み込まれるようにする。

さらに、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組みを行っている。

⑤　原子力事業に固有のリスク

５Ａ－事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守

概要：当グループは、安全性および利用可能性の観点から、特に統制または欠陥検出によってフランス国内の原子力発電所を改修しなければならない場合、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*）」）のための費用および期限を管理できない可能性がありこれは当グループにとって大きなリスクである。

緊急性：高

a)　状況

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。当グループはここ数年、フランスの原子力発電所の稼働を40年を超えて継続することを模索している。

2021年12月15日、EDFは、シボー発電所の原子炉１号機の10年点検に関連して、安全注入系（SIS）内の溶接部近くに「応力腐食」と呼ばれる現象が発生していることを公表した。同様の欠陥は他の発電所でも検知されている。これらの現象に対処するには、予定外の操業停止につながる検査および修理が必要になり、原子力発電に影響が生じる可能性がある。

10年点検（VD）中に行われる定期点検において、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。

英国においては、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６年延長されており、PWRの耐用年数を現行の計画である40年に加えて20年延長することを目標としている（「第２　３（２）⑤（ⅰ）(ロ)（ｂ）原子力発電」を参照。）。ダンジェネスＢにある２基の原子炉は2021年６月に、ハンターストンＢの原子炉は2021年11月に、ヒンクリー・ポイントＢの原子炉は2022年７月および８月に、それぞれ永久的に操業停止された。

b)　主要なリスク

フランスにおける原子力発電所

・この発電所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１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可能性がある。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ある。

具体的には、前述した兆候（「応力腐食」と呼ばれる。）が検知されたことにより、N4系列原子炉が操業を停止するに至った。予防検査では、他の原子炉にも同様の欠陥が見られた。

ASNと緊密に協議した上で、原子力発電所内でさらなる検査を行う可能性がある。その結果、さらなる調査が行われ、多額の費用のかかる長期的な修繕が必要となる可能性もある。

・ASNは10年定期点検において、各原子炉につき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）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。

・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能力に影響するリスクが増加することになる。

- **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が提案する措置は、公的な調査後、原子炉ごとに個別に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、４回目の10年点検（VD4）（系列では初）が2019年12月23日に再結合された。定期点検の結果報告書（RCR）は2020年２月に送付され、４回目の10年点検（VD4）に関するASNの包括的意見が発表された後、2022年１月13日から２月14日にかけてに公的な調査が行われた。トリカスタン１のRCRについてのASNの意見は、2023年に発表される見込みである。2022年末現在、４回目の10年点検（VD4）は、トリカスタン１、トリカスタン２、トリカスタン３、ビュジェ２、ビュジェ４、ビュジェ５、ダンピエール１、ダンピエール２、グラヴリーヌ１およびグラヴリーヌ３の原子炉については完了し、ブライエ１のVD4は進行中である。ASNの各意見には、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。**
- **2016年、取締役会は、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が提案する措置についてASNが行う決定に影響はない。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である。2021年、取締役会は、連結財務書類における1,300MWのPWR発電所の減価償却期間を40年から50年に延長することを承認した（2022年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.4.1を参照。）。この会計上の見積りは、稼働継続が認可されることを前提とするものではない。かかる認可は、各10年点検後に法律に基づき安全当局がユニットごとに行う予定だからである。**
- **「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」計画の潜在的不確実性は、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手続が遅れる可能性があること等である。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。また、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ない可能性がある。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

- **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ると、EDF Energyは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から取得できない可能性があり、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可能性がある。**
- **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。操業の継続を正当化できるよう炉心状態を十分に把握するために、照射に晒される黒鉛の亀裂は、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月に行われた決定に従い、ハンタートンＢの操業を2022年１月に永久的に停止し、ヒンクリー・ポイントＢにおける発電を2022年７月に永久的に終了した。2021年12月に行われたAGRの耐用年数評価を受けて、ヘイシャム２およびトーネスの最終閉鎖予定日は、2030年から2028年３月に繰り上げられた。**
- **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（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。当グループは、資産価値に関するリスクにも晒されている。**

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。

c) 統制行動

このリスクに関する行動計画は、特にスタート2025および「グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）」計画の関係において、当該原子力発電所のすべての運用エンジニアリングおよび運営チームによって実行されている（「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。）。

10年点検中、安全評価により、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化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。

４回目の10年点検（VD4）の完了件数が年々増え（2019年に１件、2020年に１件、2021年に４件、2022年に５件）、産業構造に対する負担が増加したことで、負担の複数年構想を立て、原子力産業全体が稼働中の発電所の産業計画を確実に成功させるために（資源、契約条件、規格化等に関して）必要な措置を取れるよう、稼働中の発電所の主たる供給業者が関与するアプローチの対象となっている。

2019年12月以降、当グループは、主要なプロジェクトに後れを取らず、フランスおよび英国の既存の原子力発電所のニーズに応えるために、フランスの原子力産業を最高レベルの厳格さ、品質、卓越性に戻すことを目指して、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。）。

応力腐食については、この現象の影響を最も受ける16基の原子炉（N4系列およびP'4-1,300系列の原子炉）のうち10基は2022年に処理が終了したか、現在処理中である。EDFは、すべての原子炉の維持管理のための計画的な供給停止時および燃料交換のための供給停止時に、2025年初めまでに完了することを目標とした原子力発電所の点検計画を開始した。P'4-1,300系列の原子炉の場合、EDFは系列全体に処理戦略を適応させた。この戦略は、2022年にASNに提示したもので、2023年末までにP'4-1,300系列の原子炉すべての応力腐食問題を処理することを目標としている。これらの原子炉について、EDFは、溶接部が応力腐食によって影響を受ける可能性のある安全注入系のすべての配管を予防的に交換することを検討している。

2023年初め、EDFが開始した検査・評価プログラムにおいて、パンリー１原子炉の安全注入回路の溶接部に欠陥が検出されたが、この部分には、建設時の初期回路組立時に２回の修理が行われていたという特殊性がある。2023年３月10日、EDFは、ASNに応力腐食管理戦略の変更を提案し、パンリー１の修理の行われていた溶接部で確認された要素を織り込むため、関係するSIS（安全注入系）およびRRA（原子炉停止時冷却回路）の溶接の制御を加速させている（*EDFの2023年３月16日付プレスリリース「複数の原子炉における主要一次回路の補助回路の一部で検出された応力腐食現象に関する説明」を参照。*）。

ASNは、この戦略の進展に留意し、EDFとの技術的対話を継続することを発表した。2023年３月16日現在、EDFが提案した制御戦略に基づくと、2023年のフランスの原子力発電量の推定値は300TWhから330TWhの範囲内にとどまっている。

「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－多数の原子炉の補助回路で検出された応力腐食の処理」も参照。

英国においては、リスク統制は以下にも基づいている。

・施設の耐用年数、規制当局による評価および許可要件に関する安全事例についての、規制当局との継続的な対話
・特にヘイシャム２およびトーネスにおいて頻繁に黒鉛検査を行う、AGR発電所の黒鉛管理および経年劣化監督計画
・耐用年数延長のために必要な投資計画に関する決定に向けてビジネスモデルの策定を管理するための、サイズウェルＢの長期稼働プログラム
・必要に応じたAGRの耐用年数の評価、および早期閉鎖の場合における燃料廃棄の準備行動
・発電ロスにつながる可能性のある問題を初期段階で検討できるよう、施設の予防的な監督および保守戦略

５Ｂ－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

概要：フランスにおける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（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。）に関する費用を賄うために当グループが確保した引当金は、技術、費用および計画に関するリスクに晒される可能性があり、その場合は十分ではなくなる可能性がある。これらのリスクを管理するために、EDFは、これらの引当金の対象となる廃炉プロジェクトおよび廃棄物管理プロジェクトを実施する専門組織を設立した。停止した施設の廃炉に関するDGEC（フランス気象エネルギー総局）による2020年から2021年の監査と、NUGG（天然ウラン黒鉛ガス）原子炉の廃炉プロジェクトの管理に関するASNによる2021年の検査は、検討されたシナリオと、EDFによって開始されたプロジェクトの構成と管理の妥当性の両方に力を与えた。しかし、いくつかの外因的な要因が残っており、特にインフレ・リスク、Cigéo（地層処分センター）の廃棄物管理プロジェクトの税務処理に関する不確実性、産業構造の緊張および技能不足等は、廃炉および長期的な

廃棄物管理に係る費用に影響を与える可能性がある。これらのリスク要因は、見積費用に悪影響を与えるおそれがあり、関連する引当金およびこれを賄うため資産の上方修正が必要となり、当グループのキャッシュ・フロー、業績および展望に悪影響を与える可能性がある。また、これらの作業に際しては、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。

緊急性：中

a)　最終的に閉鎖された発電所の廃炉

フランスでは、すべての基本的な原子力事業者に対し、廃炉費用や使用済燃料および放射性廃棄物の管理費用（敷地外への輸送費用を含む。）について、慎重な見積りを求める法律（環境法）が制定されている。この法律はまた、これらの費用に対応する引当金を積み立て、この引当金を賄うために「専用資産」とも呼ばれる必要な資産を専用に配分することを義務付けている。この義務は、既に停止されている施設については、廃炉が完了しておらず当局が機密指定を解除していない施設、および将来の廃炉を見越して現在運転中の施設の両方に適用される。

現在、フランスで行っているEDFの原子力施設の廃炉作業（「第２　３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）は、主に、建設され稼働していたが最終的に閉鎖された原子炉に関するものである。かかる作業では、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中性子炉（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ェにおけるNUGG原子炉）、および加圧水型原子炉（PWR）（ショーAおよびフェッセンハイムにおけるもの）である。

英国では、ダンジェネスにある２基の原子炉は2021年６月に永久的に操業停止され、ハンタートンBの原子炉は2021年11月、ヒンクリー・ポイントBの原子炉は2022年７月および８月にそれぞれ永久的に操業停止された。British Energyの再編に関して締結された取決めに基づき、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（NFL）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。2021年６月、燃料廃棄段階におけるEDF Energyの役割、費用回収の方法と時期、発電所の政府への移転条件について、政府との合意が成立した。この合意は、原子力負債調達契約（NLFA）を更新するものである。

主要なリスク

・フランス国内で行われている廃炉作業はEDFにとって初めてのことであり、PWRを除き、国際的にフィードバックが少ないか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要があり、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。
・将来の費用に関する引当金は、特に管理、規制、技術、経済その他の状況の変化に関連するリスクを伴うと解釈される。
・これらの不確実性および偶発事象により、施設の廃炉とその廃棄物の長期管理のための引当金額の修正を余儀なくされる可能性がある。
・これらの不確実性および偶発事象により、引当金額の大幅な修正を余儀なくされる可能性がある。引当金は、実際に発生した費用をカバーできなくなる可能性がある。このため、英国では、現行の契約の規定によると、NLFが負担すべき燃料取出および排出に関する費用は、EDF Energyがこれを証明し、フランス政府が承認しなければならない（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（中国およびベルギーにおいて）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、その持分に応じた金融リスクに晒されている。

統制行動

・フランスの原子力施設の現在および将来の廃炉、ならびに廃棄物の長期管理のために、EDFは、法律の規定の対象となるプロジェクトを技術的に、また費用およびリードタイムの観点から定義する専門組織を設立した。
・ショーAにおいて廃炉がほぼ完了したPWRからのフィードバック、およびフェッセンハイムの研究から得られた情報、ならびに当該施設の原子炉の廃炉準備に関する初期の情報があることで、現在稼働しているEDFの原子力発電所を将来廃炉にする際の費用に関する研究および見積りは、可能な限り確実なものとなっている。
・当グループは定期的に引当金の基礎となる主要な見積りの更新を行っている（2022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。）。これらの情報項目は、フランス環境法に基づいてEDFが作成した３年ごとの報告書に具体的に記載されており、廃炉と廃棄物管理に係る費用の評価、かかる費用に対応する引当金の計算に用いられる方法、およびこれらの引当金をカバーするために配分された資産の構成と管理に関して採用されたオプションについても述べられている。この報告書は、毎年のアップデートとともに、所管当局（フランス気象エネルギー総局）に提出されその評価を受ける。

・停止した施設（PWRを除く。）の廃炉についてフランス気象エネルギー総局が行った2020年から2021年の監査およびNUGG（天然ウラン黒鉛ガス）原子炉の廃炉プロジェクトの管理についてASNが行った2021年の検査は、検討されたシナリオと、DP2Dプロジェクト（廃炉および廃棄物プロジェクト局）の構成と管理の妥当性の両方に力を与えた。この検査は、「見積りおよび年１回の見直しのプロセスは厳格で、使用した仮定条件および元データを容易にたどることが可能である。」「引当金はプロジェクトの基本シナリオどおりであり、監査範囲の費用の全額をカバーしている。」と認定した。
・原子力費用の調達を確保する際のガバナンスは、グループ・ポリシーの策定（2021年６月30日に取締役会が検証済み）、および2020年７月１日付命令第2020-830号に基づき2021年に原子力費用評価管理機能を設定したことを通じて、強化されている。
・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（DGEC（フランス気象エネルギー総局））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。
・英国において、廃炉費用の回収リスクは、政府との合意により大幅に減少している。その他のリスク統制行動は、以下のとおりである。
－政府およびNDA（原子力廃炉当局）との良好な関係の維持
－監督および契約遵守に関する取決めの強化、ならびに報告およびパフォーマンス管理

b)　廃棄物処理

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）原子力事業に関連する課題－調整後の最終放射性廃棄物の貯蔵」を参照。）

この点について、EDFは、かかる廃棄物の長期管理について引当金を計上している（上記a)項に記載されている法的枠組みを参照。）。廃棄物の各カテゴリー（高レベル、中レベル、低レベルまたは極低レベル）について、特別な管理経路が確保されている。

廃棄物長期管理引当金の大部分は、高レベル廃棄物（HLW）および長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）に関するものである。長寿命高レベルおよび中レベル放射性廃棄物の最終処分として国際的な基準となっている地層処分、ならびにANDRA、公的機関および他の放射性廃棄物排出事業者と2006年に行った作業を前提としている（2022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および「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

高レベル廃棄物（HLW）および長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）の貯蔵・処分プロジェクトの参考費用は、関連する引当金の積立てを可能にするもので、2016年１月15日付の命令で定められている。

2006年６月28日付法律第2006-739号は、NUGG（天然ウラン黒鉛ガス）原子炉の黒鉛等の長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）専用の貯蔵センターについて規定するものである。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（放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画）（「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

英国においては、当局と締結した契約の条件に基づき、特定の放射性廃棄物の管理に伴う責任および一定の費用は英国政府に移転される。2021年に政府と締結した補足契約は、廃棄物管理に係る費用の回収方法を明確に規定している。

主要なリスク

・当グループは、原子力事業者として、自己の廃棄物の処理施設および処分施設の安全性を保証する責任を負う。
・当グループは、放射性廃棄物を排出する事業者として、廃棄物の管理プロセスが適切であることを確認する責任を負う。廃棄物の管理プロセスが（原子力事業者の意味する範囲で）他の事業者によって行われる場合、当グループは、特に、かかる廃棄物が当該施設の事業者の定める仕様と一致しないために、第三者または環境への損害を伴う事故が発生した場合に、責任を問われる可能性がある。
・地層処分のために廃棄物を受け入れる前提として使用される仕様に異議が申し立てられた場合、廃棄物の管理方法や関連する財務前提が見直される可能性がある。
・ANDRAが地層処分場の建設許可を取得するために、残された保留事項や補足調査が行われ、放射性廃棄物の長期管理に関する規定が見直される可能性がある。
・高レベル廃棄物と長寿命中レベル廃棄物を収容するためにANDRAによって開発された地層処分センター（Cigéo）プロジェクトでは、設計段階と建設段階の両方で超過費用のリスクが残る。また、本プロジェクトの課税上の取扱いに関する方針は、2020年末の法改正（処分税の導入）により、実施の条件や手続を定めないまま変更されたため、今後も課税額が上方修正されるリスクがある。これらの項目すべて、およびANDRAがこ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により、放射性廃棄物の長期管理規定が見直される可能性がある。

・長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）の貯蔵について放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に関連して行われる研究の結論、またはANDRAによって開発された将来の地層処分場の設計のための予備的および最終的な設計研究案の最適化サイクルの終了の結果を踏まえて、規定のアップデートが必要な場合がある。
・British Energyの再編契約に従い、上記契約の範囲に含まれない廃棄物の管理、貯蔵および再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。
・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。
・EDFは運営を行わないが、EDFが（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。

統制行動

・統制戦略は、当グループの原子力施設廃炉および操業プロジェクトの現在および将来のニーズを満たすため、放射性廃棄物処理場を開発および確保することである。この目的で、幅広く適切な廃棄物処理ソリューションを提供するため、具体的にはCyclifeの複数の子会社が連結されている。
・Cigéo（高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物についてANDRAが開発した地層処分センター・プロジェクト）についての統制戦略は、25十億ユーロという目標費用を達成するために、ANDRAに技術の最適化、開発戦略および処分場建設の支援を提案し、プロジェクトを確実に実行することである（*2011年経済的費用（2022年12月31日に終了した事業年度の個別財務書類の注記28.2を参照。）*）（「第２ ３（２）①（ｉ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。この目的で、EDFは2020年末にANDRAと協働契約を締結した。
・当グループは、排出事業者として、黒鉛廃棄物の貯蔵について様々な作業部会に参加している。さらに、EDFはPNGMDRの管理委員会にも非常に積極的に参加している。
・英国においては、AGRおよびPWRからの使用済燃料の管理について以下のような取決めを行っている。
－EDF Energyは、その安全性方針および持続可能な開発に関する方針を通じて、使用済燃料および排出する廃棄物の量を継続的に改善し最小化する取組みを実施している。
－AGRからの使用済燃料の管理については、British Energyの再編時に取決めが行われた。AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの再処理施設において処理され、長期貯蔵される。EDF Energyが、この貯蔵（および前年までに行われた再処理）の資金を調達する。
－サイズウェルＢのPWRの使用済燃料は、敷地内の専用乾式貯蔵施設に貯蔵されている。この施設は、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ものである。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る。この戦略は原子力廃炉当局が承認し、原子力負債ファンドが資金を調達した。

c) 引当金および専用資産の管理

状況

2022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」には、2022年末の経済状況に基づく費用、およびこれに対応し以下に関連する引当金が記載されている。
・フランスの原子力発電所および現在停止している施設の将来の廃炉
・最終炉心の管理
・施設内にある廃棄物の長期管理、ならびに廃棄物の回収およびパッケージング

この記載は、当グループの引当金、および各種引当金の割引率変動に伴う利益について、感応度分析を行うものでもある。これらの引当金は、合計で数百億ユーロに上る。

2022年12月31日に終了した事業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」には、FramatomeおよびCyclife France（旧SOCODEI）ならびにフランス国内におけるそれらの基礎原子力施設について、同じ項目が記載されている。

2022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には、2022年12月31日現在の長期的な原子力コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）の費用を満たすためのEDFの専用資産ポートフォリオの実現可能価額が記載されている。

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（EDF EnergyおよびCGN）から独立した機関（信託）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、事業者には、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。）。

主要なリスク

・これらの引当金に関するあらゆる不確実性および偶発事象は、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（2022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。）。
・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力を与え得る規制（*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、廃炉準備作業に係るすべての費用、作業後に係る費用、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。
・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、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る可能性があり（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。
・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。

統治の取決め

引当金および専用資産を確実に管理するため、当グループは、以下の特別な統治の取決めを行っている。
・2020年７月１日付命令第2020-830号に基づく原子力費用評価管理機能
・専用資産ポートフォリオ運用管理委員会
・取締役会の原子力監視委員会（CSEN）

５Ｃ－運転中の原子力安全違反による原子力民事責任

概要：産業パフォーマンスの管理に加えて、またEDFグループにおける原子力発電の重要性を考慮し、EDFが原子力の安全性を最優先に据えた原子力事業者としての責任をいかに果たすかによって、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。
緊急性：中

a) 状況

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、原子力発電および火力発電担当の上級執行副社長ならびに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上級執行副社長に対してこの責任を委譲し、かかる上級執行副社長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。

b) 主要なリスク

原子力の安全性の管理

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、環境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。

原子力損害の民事責任

パリ条約締約国である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）③（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。

当グループが原子力施設を運営する国において、法定損害賠償限度額が引き上げられたり撤廃されたりする可能性がある。例えば、パリ条約および2022年１月１日付で施行されたブリュッセル条約を改正する議定書では、当該限度額の引上げおよび対象となる損失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、１回の原子力事故によって生じる原子力損害については700百万ユーロ、１回の原子力事故に係る核物質の輸送については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、この損害賠償額をカバーするかかる保険が必ずしも存在する、または常に維持できるとも限らない。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）③（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）③（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。

c) 統制行動

これらのリスクを考慮し、かつ、当グループの方針に従って、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、絶えずこの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、または廃炉されている敷地について、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内部機関の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）、地方自治体、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協議された後、公表される（「第２ ３（２）①（ｉ）(ニ)（ｃ）原子力施設およびその安全性」を参照。）。

５Ｄ－燃料サイクルの管理

概要：原子力の安全性の管理（リスク５Ｃ）、既存の原子力施設の運転（リスク５Ａ）および新原子力プロジェクト（リスク４Ａ）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。

緊急性：中

a) 状況

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。

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

（2022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。）（「第２ ３（２）①（ⅰ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。これらの引当金額は、およそ10十億ユーロに上る。

2022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」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」（2022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。

b) 主要なリスク

核燃料の供給

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、新規鉱山の操業開始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不足、または制限／制裁／禁輸等）が含まれる。

核燃料の物流

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、または貯蔵施設が飽和状態となるため、当グループは当該発電所における発電量を削減するか、または全部もしくは一部を中断しなければならなくなる可能性があり、この場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第２ ３（２）①（ⅰ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

核物質の輸送は、特に安全保障および規制要件の増大を考慮して、引き続き大幅に制約されている。「イエローベスト」危機の管理と同様に、COVID-19パンデミックは、十分に予測されていたため交通機関を混乱させはしなかったが、依然として不安定な状況にあることを思い出させてくれた。

既存の貯蔵プールの飽和、および第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高速中性子炉の中止）を考慮すると、燃料サイクルが損なわれる可能性がある。この場合、運転面および財政面の両方に影響が生じる。

使用済燃料管理引当金

Oranoとの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費用のかかるものとなった場合には、再評価されるべきである。

フランス国内および国外で締結された契約は、突然のまたは大幅な価格上昇に対して当グループを完全には防御できない可能性がある。当該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）更新できない可能性があり、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

c) 統制行動

供給リスク管理戦略は、取締役会に提示された要求事項を網羅するという目的に沿って、競争力があり分散化された長期契約を通じてポートフォリオを段階的に確保することである。固定価格契約、または市場価格要素の限定的な契約が好まれ、後者は市場へのエクスポージャーを減らすため体系的に上限／下限を設定する。

輸送の分野では、EDFが実施する統制行動には、輸送の予測不可能性に対する体制の強化および当局（HFDS（保安防護担当高等弁務官）／IRSN（フランス放射線防護原子力安全研究所）／ASN）との結びつきの強化、発電所に対する潜在的影響の防止と軽減、代替手段（納期予測、ユニット間の移動等）の開拓などが含まれる。

使用済燃料貯蔵容量の管理は、密閉サイクルのバランスを保つ上で不可欠である。EDFは2034年、ラアーグの敷地内で、新たな大容量の使用済燃料貯蔵プールの運用を開始する予定である（「第２ ３（２）①（ⅰ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）。一方、Oranoは敷地内の既存のプールを高密度化する計画で、使用済燃料の乾式貯蔵方法も開発中である。

最後に、燃料サイクルに関するEDFの戦略は、GEN IV原子炉を基準に密閉サイクルの長期的な展望を維持することである。

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

2022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）④（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。
2022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

本書中の財務情報は、EDFグループの2022年12月31日現在の連結財務書類から作成されている。

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
売上高	143,476	84,461	59,015	69.9	69.4
EBITDA	△4,986	18,005	△22,991	n.a.	n.a.
営業利益（EBIT)	△19,363	5,225	△24,588	n.a.	n.a.
連結会社の税引前利益	△22,916	5,585	△28,501	n.a.	n.a.
EDFの純利益	△17,940	5,113	△23,053	n.a.	n.a.
非経常項目を除く純利益(1)	△12,662	4,717	△17,379	n.a.	n.a.
ハイブリッド債に係る支払調整後の非経常項目を除く純利益	△13,268	4,170	△17,438	n.a.	n.a.
当グループのキャッシュ・フロー(2)	△24,603	△1,525	△23,078	n.a.	n.a.
純負債額(3)	64,500	42,988	21,512	50.0	n.a.

n.a.＝該当事項なし。

(1) 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負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額（税引後）を除くEDFの純利益（「第３ ３（３）③（vi）非経常項目を除く純利益」を参照。）に相当する。

(2) 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）、専用資産への純割当額、現金配当支払額、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyのプロジェクトへの投資額を除く営業キャッシュ・フローに相当する（「第３ ３（３）④純負債額、キャッシュ・フローおよび投資」を参照。）。

(3) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表上には直接表示されていない（「第３ ３（３）④純負債額、キャッシュ・フローおよび投資」を参照。）。

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

2022年における電力の平均スポット価格は、欧州全土で2021年よりも大幅に上昇した。

(イ) 欧州における電力スポット価格（*フランス：EPEXSPOTにおける当日引渡向け前日の平均価格。ベルギー：Belpexにおける当日引渡向け前日の平均価格。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	ベルギー
2022年のベースロード 平均価格（ユーロ/MWh）	275.8	240.1	307.3	244.5
2022年/2021年のベースロード 平均価格の変動率	+152.7%	+74.5%	+144.5%	+134.9%
2022年のピークロード 平均価格（ユーロ/MWh）	317.1	274.2	342.6	272.4
2022年/2021年のピークロード 平均価格の変動率	+148.9%	+69.5%	+142.0%	+126.1%

相互連関性のある欧州市場において、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する必要がある。

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスの電力スポット価格は、2022年において平均275.8ユーロ／MWh（ベースロード）および317.1ユーロ／MWh（ピークロード）となり、2021年と比較して、それぞれ166.7ユーロ／MWhおよび189.7ユーロ／MWh上昇した。

この著しい増加は以下の２つの要因が組み合わさったことに起因する。

・コモディティ価格、特にガスの価格の上昇が深刻であったため、化石燃料火力発電の費用が著しく上昇したこと。

・エネルギー発電量が、2021年と比較して80.4TWh減少したこと。かかる減少は、原子力発電量および水力発電量がそれぞれ81.7TWhおよび13.7TWh減少し、2022年にはそれぞれ279.0TWhおよび41.9TWhとなったことに起因する。これらの発電量の減少は、ガス火力発電所による9.5TWhの発電量の増加（＋29.5%）ならびに太陽光発電量および風力発電量がそれぞれ4.3TWhおよび1.7TWh増加したことにより一部相殺された。

2022年の需要が（2021年から20.9TWh減少して）444.7TWhになったにもかかわらず、歴史的に純輸出国であったフランス（2021年は44.3TWh）が純輸入国（16.8TWh）となった。2022年にフランスは、欧州中西部（27.4TWh）、英国（9.9TWh）およびスペイン（9.7TWh）に対して大幅な純輸入のポジションにあったが、イタリア（18.0TWh）およびスイス（12.2TWh）に対しては純輸出国となった。

英国における電力スポット価格は、2021年と比較して102.6ユーロ／MWh上昇し、2022年は平均240.1ユーロ／MWhとなった。この上昇はウクライナにおける戦争によりコモディティが直接的な圧力を受けたことに起因する。需要減ならびに太陽光発電量および風力発電量の増加に、大規模な液化天然ガスの輸入が相まって、下半期の価格上昇は抑えられた。

イタリアにおけるスポット価格は、2021年と比較して181.6ユーロ／MWh上昇して、2022年には平均307.3ユーロ／MWhに達した。当該価格は、ウクライナにおける戦争および上半期中の需要の高まりに起因して、ガスおよび二酸化炭素の価格上昇と並行して、年初から大幅に上昇した。９月以降のコモディティ価格の下落および需要の減少により、年末の価格上昇は抑えられた。

ベルギーにおけるスポット価格は、2021年から140.4ユーロ／MWh上昇し、2022年の平均価格は244.5ユーロ／MWhとなった。この上昇は、顕著な需要の減退にもかかわらず、特に第４四半期中に見られたガスおよび二酸化炭素の価格の大幅な上昇によるものである。

(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取引価格。英国：2021年４月から2022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	ベルギー

2023年年次契約に基づく2022年のベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	368.5	289.8	269.7	253.2
年次契約に基づく2022年/2021年のベースロード平均先物価格の変動率	+285.9%	+201.8%	+178.4%	+194.2%
2023年年次契約に基づく2022年12月31日現在のベースロード先物価格（ユーロ/MWh）	271.7	243.2	223.0	206.0
2023年年次契約に基づく2022年のピークロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	600.7	350.1	308.1	315.4
年次契約に基づく2022年/2021年のピークロード平均先物価格の変動率	+390.4%	+216.4%	+189.7%	+206.8%
2023年年次契約に基づく2022年12月31日現在のピークロード先物価格（ユーロ/MWh）	367.9	321.7	268.3	253.2

年次契約に基づく電力のベースロード先物価格およびピークロード先物価格は、主に（ガス、石炭および二酸化炭素の）コモディティ価格が上昇したため、欧州全土において2021年から実質的に上昇した。

フランスにおける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、2022年は368.5ユーロ／MWhとなり、2021年と比較して285.9%上昇した。かかる上昇は、コモディティ価格の上昇および原子力発電の稼働率の低下が予想されることにより、国内の需給バランスが特に逼迫すると市場が予想していることを反映している。翌年引渡予定の先物価格は、上半期を通して上昇し、2022年８月26日には1,130ユーロ／MWhに達した。その後、当該価格は下半期中に急落し、当年度を271.7ユーロ／MWhで終了した。これは、市場が高いガス在庫、液化天然ガスの輸入および穏やかな気温を再確認したためである。

英国における４月先物契約ベースロード価格は、コモディティ価格と同様の傾向を辿り、2021年と比較して201.8%上昇し、2022年には平均289.8ユーロ／MWhとなった。

また、イタリアにおける翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格は、2021年から178.4%上昇して、2022年には平均269.7ユーロ／MWhとなった。この上昇は、年初からのコモディティ価格の上昇に起因する。年間を通して二酸化炭素価格は不安定で、電力価格を押し上げた。電力価格は、イタリアの電力構成に占めるガスの割合が大きいため、年間を通じて上昇した。

ベルギーにおける翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格は、コモディティ価格の上昇により、2021年から194.2%上昇し、2022年は平均253.2ユーロ／MWhとなった。

(ハ) 二酸化炭素排出権価格

年度（Y）＋１年の12月に引渡予定の二酸化炭素排出権価格は、2022年は平均82.8ユーロ／トンであり、2021年から大幅に上昇した（＋53.4%、すなわち＋28.8ユーロ／トン）。

ウクライナにおける戦争により年初の価格変動は大きくなった。ロシアからのガス供給が減少する中、多くの欧州諸国が石炭の活用を検討し、排出枠を購入した。さらに価格は純粋な金融関係者のポジションからの影響も受け、年初から排出権価格が変動する要因となった。

現行法では二酸化炭素排出枠を43%削減することが規定されている一方で、二酸化炭素市場の改革のために年末に結ばれた欧州協定では、2030年までに（2005年比で）62%削減することを目指している。これにより、２十億ユーロ分の割当量の減少が見込まれる。また、排出枠の無償割当を段階的に廃止し、CBAM（輸入品の二酸化炭素排出量に対応することを目的とする炭素境界調整メカニズム）に置き換えることについても合意が得られた。

(ニ) 化石燃料価格（*石炭：欧州での翌暦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の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月以降開始する引渡取引に関するICEにおける平均OTC価格（PEG Nord－ユーロ／MWhg）。*）

	石炭 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWhg)
2022年の平均価格	221.7	99.1	82.8
2022年/2021年の平均価格変動率	+133.8%	+39.7%	+178.5%
2022年の最高価格	342.4	128.0	231.5
2022年の最低価格	90.8	76.1	29.4
2022年12月31日現在の価格	184.5	85.9	69.6
2021年12月31日現在の価格	99.3	77.8	50.0

欧州における翌年引渡予定の石炭価格は、2022年に平均221.7米ドル／トン（2021年と比較して＋133.8%、すなわち＋126.8米ドル／トン）となった。

かかる石炭価格の著しい上昇およびボラティリティは、以下の複数の要因により説明される。

・特にガス市場における2021年10月以降のエネルギー危機が石炭火力発電設備の使用拡大および欧州における石炭在庫の減少を招いたこと。
・（インドネシアおよびオーストラリアにおける）天候不順関連事象ならびに（オーストリアおよび南アフリカにおける）鉄道輸送問題による輸出制限。
・中国における相次ぐロックダウンによる需要の減少が、インドにおける国家的成長と局地的な熱波により増加したエネルギー需要により相殺されたこと。
・４月上旬に決定された、欧州連合による2022年８月15日からのロシア産石炭の禁輸措置。
・ロシアからのガス供給が減少した結果、欧州各国が石炭火力発電を再開する措置を取ったこと。

しかしながら、欧州の港湾の石炭在庫が過去最高に近い水準に達したことにより、石炭価格は年末に下落した。

石油価格は、2022年には平均99.1米ドル／バレル（2021年と比較して＋39.7%、すなわち＋28.2米ドル／バレル）となった。市場は緊張状態にあり、供給量の縮小および地政学的な緊張によって石油価格が維持された。

ウクライナにおける戦争を受けて欧州連合、英国および米国が実施している禁輸措置により、価格は高値で推移している。原油価格は、戦争による地政学的な問題だけでなく、世界的な景気後退のリスクや、COVID-19の大流行に対応するために中国が相次いで行ったロックダウンを受けて、年間を通じて変動した。

フランスPEGハブにおける翌年引渡予定の年次ガス契約価格は、2022年には平均82.8ユーロ／MWh（2021年と比較して＋178.5%、すなわち＋53.1ユーロ／MWh）に達した。2021年10月から既に定着していたエネルギー危機は、ウクライナにおける戦争によって2022年にさらに強調された。ロシアからのガス供給が相次いで減少したため、価格は過去最高水準に上昇し、2022年８月26日には231.5ユーロ／MWhgに達した。

しかしながら、９月上旬に欧州連合がガス市場および電力市場に対する協調措置を発表したことにより、緊張が和らいだ。欧州のガス在庫が最終四半期を通じて高水準となり、液化天然ガスも欧州に大量に供給されたため、その後価格は落ち着いた。

(ⅱ) 電力消費量および天然ガス消費量

(イ) フランスにおける電力消費量およびガス消費量

フランスにおける電力消費量は、2021年と比較して21TWh、すなわち4.5%減少した。2021年から2022年の冬季は気温が穏やかだったため、暖房用の消費が８TWh減少したが、夏季は気温が高かったため、主に空調の利用から消費が３TWh超増加した。消費者のエネルギー消費に対する意識の高まりや価格の大幅な上昇により、一部の事業者が活動を縮小したことも、消費量の全般的な減少に寄与した。12月には消費量の減少率が10%を超えた。

2022年のフランスにおけるガスの消費量は、温暖な気候および価格の上昇により需要が抑えられたため、2021年から9.8%減少した。

(ロ) 英国における電力消費量およびガス消費量

英国における電力消費量およびガス消費量は、主に価格の上昇および温暖な気候により、2021年からそれぞれ６%および15%減少した。

(ハ) イタリアにおける電力消費量およびガス消費量

2022年のイタリアにおける電力消費量（*イタリアに関するデータの出典：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、合計315.6TWhとなり、2021年と比較して0.8%減少した。上半期には、COVID-19後の事業回復ならびに2022年５月および６月の気温上昇により空調の需要が高まったことに起因して、消費量が増加した。しかしながら、下半期には、温暖な気候により、消費量がやや減少した。

イタリアにおける天然ガスの需要は合計69bcmとなり、2021年と比較して9.6%低下した。企業用顧客による消費量は、原材料およびコモディティの大幅な価格上昇により15.0%減少し、住宅用顧客による消費量は、温暖な気候および価格上昇により11.4%減少した。

(ⅲ) 電力および天然ガスの販売料金

フランスの電力の規制販売料金は、2022年２月１日付で、住宅用および企業用セグメントの両方におけるすべての消費者につき平均して税込みで４%引き上げられた。かかる引上げは、フランス政府がエネルギー価格の異例な高騰から消費者を保護

するために導入した料金上限（*bouclier tarifaire*）の導入によるものである。この措置により、電力の規制販売料金は2022年末まで凍結され、フランスのエネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*）が提案した2022年８月１日からの料金の引上げ（住宅用顧客は税抜きで4.10%、企業用顧客は税抜きで3.73%）は適用されないことになった。

英国では、住宅用顧客を対象とする電力およびガスの変動料金（標準変動料金またはSVT）の上限額が2019年１月１日に初めて導入された。かかる上限額は、主に直近６か月間の市場価格の変動を考慮するために、６か月ごとに更新される。当該アプローチにより、2021年９月以降のエネルギー価格の上昇による供給コストの大幅な増加は、SVTに部分的にしか反映されておらず、２回続けて料金の上限額が引き上げられた（2022年４月に54%、2022年10月に80%）。

その結果、英国のエネルギー規制当局であるOfgemは、エネルギー価格が供給者の直面するコスト、リスクおよび不確実性を適切に反映するよう、価格上限の設定方法に関する協議を行った。この協議により、過度な価格変動が起こった場合、安定化措置を適用することおよび2022年10月からSVTの上限額を四半期ごとに修正することになった。

大幅なSVTの引上げを踏まえて、英国政府はまた、全世帯に対するエネルギー料金の400英ポンドの割引、標準世帯の電気料金およびガス料金の年間上限額を2,500英ポンド、その後3,000英ポンド（余剰分は政府負担）とすること、ならびに最も脆弱な世帯に対するその他の支援策を含む消費者への支援策を発表した。また、2022年10月から2023年３月までの期間中に、企業用顧客向けの卸売価格に上限を設ける同様の仕組みが導入された。

イタリアでは、2022年のPUN TWA（全国一律時間加重平均）の平均電気料金は、2021年（125.5ユーロ／MWh）から142.3%上昇して、304ユーロ／MWhとなった。この増加は、ウクライナにおける戦争に端を発したエネルギー危機および地政学的な不安定さによって説明される。今年の最初の９か月間、PUNは2021年よりも顕著に高く、その後2021年に近い水準に戻った。

ガスのスポット価格は、地政学的緊張、ロシアからのパイプラインによるガス供給に関する不確実性の高まり、不安定な需給バランスの結果、2021年と比較して165.9%上昇し、129ユーロセント／smcに達した。

(ⅳ) 天候：気温および降雨量

(イ) フランスの気温

平均気温が14℃となった2022年は、フランスにとって1980年以降で最も暖かい年となった（*フランスが気温の記録を取り始めた年。DOAATおよびその他の電力部門の事業者が拠点を置く32都市に基づく。*）。５月と10月が特に暖かい月となった（1980年以降で最も暖かかった。）。１年のうち253日が平年より高い気温を記録した。このように、2022年はフランスの温暖化に影響を与え、10年当たり約0.4℃の直線的な上昇となった。

(ロ) フランスの降雨量

2022年の水力発電の条件は、記録的に低い水準となった。

貯水池の水準は、夏の初めに特に低く、2021年／2022年冬季の累積降雪量が少なかった上、急激な雪解けが５月に集中したことにより、干ばつに近い状態となった。夏季は著しい降水量不足が続き、また３回の熱波により河川流量が特に少なくなった。

下半期に降雨があったため、水位は徐々に回復したが、平年を下回る状態が続いた。年間指数は、2021年には0.94であったのに対して、60年ぶりの低水準となる0.71となった。

③ 2022年および2021年の事業および連結損益計算書の分析

2022年および2021年の連結損益計算書の表示および分析は、売上高およびEBITDAを事業セグメント（フランス－発電と供給、フランス－規制業務、EDF Renewables、Dalkia、Framatome、英国、イタリア、その他国外およびその他事業）別に分類している。EBIT（営業利益）および純利益は内訳なしで分析されている。

（単位：百万ユーロ）	2022年	2021年
売上高	**143,476**	**84,461**
購入燃料およびエネルギー費用	△121,010	△44,299
その他の対外費用＊	△9,420	△8,595
人件費	△15,236	△14,494
法人所得税以外の税金	△3,163	△3,330
その他の営業収益および営業費用	367	4,262
減価償却費および償却費控除前営業利益(EBITDA)	**△4,986**	**18,005**

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	△849	△215
減価償却費および償却費（純額）	△11,079	△10,789
(減損)/戻入	△1,762	△653
その他の収益および費用	△687	△1,123
営業利益（EBIT）	**△19,363**	**5,225**
総金融負債に係る費用	△1,730	△1,459
割引の影響	174	△2,670
その他の金融収益および費用	△1,997	4,489
金融損益	**△3,553**	**360**
連結会社の税引前利益	**△22,916**	**5,585**
法人所得税	3,926	△1,400
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	759	644
非継続事業の純利益	6	△1
連結純利益	**△18,225**	**4,828**
EDFの純利益	**△17,940**	**5,113**
EDFの純利益－継続事業	△17,946	5,114
EDFの純利益－非継続事業	6	△1
非支配持分に帰属する純利益	**△285**	**△285**
非支配持分に帰属する純利益－継続事業	△285	△285
非支配持分に帰属する純利益－非継続事業	-	-

＊　その他の対外費用は、資本財控除後で計上されている。

(ⅰ)　売上高

売上高は、2021年から59,015百万ユーロ増加（＋69.9%）し、2022年には143,476百万ユーロとなった。外国為替の変動による影響（＋501百万ユーロ）および連結範囲の変更による影響（－131百万ユーロ）を除いて、売上高は＋69.4%の本業の成長を計上した。

(イ)　グループ売上高およびセグメントごとの内訳の増減

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	**143,476**	**84,461**	**59,015**	**69.9**	**69.4**

以下の表は、セグメント間消去を除くセグメントごとの売上高を示している。

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス－発電と供給(1)	48,686	33,182	15,504	46.7	46.7
フランス－規制業務(2)	18,082	17,564	518	2.9	2.9
EDF Renewables	2,158	1,767	391	22.1	17.5
Dalkia	6,663	5,196	1,467	28.2	28.2
Framatome	4,122	3,362	760	22.6	16.8
英国	16,098	10,114	5,984	59.2	61.3
イタリア	29,302	11,212	18,090	161.3	160.1
その他国外	5,659	3,353	2,306	68.8	57.7
その他事業	19,724	3,905	15,819	n.a.	n.a.
セグメント間消去	△7,018	△5,194	△1,824	n.a.	n.a.
グループ売上高	**143,476**	**84,461**	**59,015**	**69.9**	**69.4**

n.a.＝該当事項なし。

(1)　フランス本土における発電、供給および最適化、ならびにエンジニアリングおよびコンサルティングサービスの売上高。

(2)　規制業務は、Enedisによって行われるフランス本土における配電、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とは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。

(a)　フランス－発電と供給

2022年におけるフランス－発電と供給セグメントの売上高は、2021年から15,504百万ユーロの増加（＋46.7%の本業の成長）となり、48,686百万ユーロとなった。

下流部門における市場価格の大幅な値上げは、下流部門の利益の増加（＋7,232百万ユーロ）をもたらした。かかる増加は、規制電力料金の値上げを４%に制限する措置（主にARENHの上限および料金上限の引上げ）による－1,410百万ユーロの影響が含まれている（EBITDAへの影響はなかった。）。

2022年の温暖な気候は、478百万ユーロのマイナスの影響をもたらした。

ARENHスキームに基づく代替供給者に対する売上高は、３月に公布された施行令が適用されたことにより追加供給が可能になり、895百万ユーロ増加した（これはEBITDAに悪影響を及ぼした。）。

購入義務の対象である電力の再販売は、主として2021年度第３四半期以降スポット市場価格および先物市場価格の上昇に起因して、4,956百万ユーロ増加した（EBITDAへの影響は、CSPE補償メカニズムが購入義務に関する費用を補填するため、軽微であった。）。

供給量入札による売上高もまた、570百万ユーロの好影響をもたらした。

販売子会社およびアグリゲーターの業績ならびにガスの売上高が、2,404百万ユーロの売上高の増加に寄与した（EBITDAへの重大な影響はなかった。）。

発電

2022年における原子力発電量は、2021年から81.7TWh減少して、279TWhとなった。かかる減少は、主として、応力腐食の検出および修理に係る検査のために操業を停止したことによるものである。総水力発電量は9.4TWh減少し、32.4TWhとなった（*揚水発電量差し引き前の、島部業務を除く水力発電量。揚水発電量を差し引いた累積水力発電量の合計は、2022年には25TWh（2021年には35.9TWh）となった。*）。かかる減少は、主として、2022年の水利条件が非常に悪かったことによるものである（「第３ ３（３）②（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）。

化石燃料火力発電所の発電量は、2021年から0.7TWh増加して、11.2TWhとなった。かかる増加は、2021年３月下旬にル・アーブル石炭火力発電所の操業が停止したにもかかわらず、有利な価格状況によりもたらされたものである。

最終顧客（海外の事業者を除き、地方配電会社を含む市場セグメント）への販売量は、12.8TWh減少した（天候の影響に関する5.9TWhを含む。）。消費量の減少（主に年度後半のエネルギー使用抑制による。）は、5.4TWhと推定される。

EDFは、卸売市場において、2021年は69.5TWhに及ぶ純売手であったのに対して、13.8TWhの純買手となった。かかる減少は、原子力発電量および水力発電量の大幅な減少に起因する。

(b)　フランス－規制業務

フランス－規制業務セグメントの2022年の売上高は、2021年から518百万ユーロ増加して（＋2.9%）、18,082百万ユーロとなった。

Électricité de StrasbourgおよびIES-PEIの売上高は、ガス市場における価格上昇および規制販売料金の課税前価格の上昇により653百万ユーロ増加した。

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。*）の売上高の130百万ユーロの減少は、主として、販売量による影響（－345百万ユーロ）および天候による不利な影響（－365百万ユーロ）に関連するものである。これらの影響は、主としてTURPE６配電料金の指数調整および接続収入の増加（＋66百万ユーロ）による有利な価格影響（＋526百万ユーロ）により部分的に相殺された。

(c)　EDF Renewables

EDF Renewablesの売上高は、2021年と比較して310百万ユーロの本業の成長（＋17.5%）となり、合計2,158百万ユーロとなった。かかる成長は主に稼働中の発電所からの発電量の増加によるものである。エネルギー発電量は2022年12月31日現在合計20.6TWhとなり、21%の本業の成長となった。これは特に2021年度下半期および2022年に新たに稼働した発電所の電力容量ならびに主に北米、英国およびブラジルにおける風力発電環境が良かったことに起因している。また、英国における有利な価格影響も当該成長に貢献した。

(d) Dalkia

Dalkiaの売上高は、2021年から1,466百万ユーロの本業の成長（＋28.2%）となり、2022年には6,663百万ユーロとなった。

かかる成長は、主としてガス価格の大幅な上昇（2021年から２倍超）により牽引された。また、売上高は英国およびフランスにおける事業活動の展開による恩恵も受けた。

(e) Framatome

Framatomeの売上高は、2021年と比較して16.8%の本業の成長となり、2022年には4,122百万ユーロとなった。

売上高のほとんどは当グループ内によるものであり、売上高の増加は、当グループの事業レベルが高かったことに起因するものである。

(f) 英国

英国のセグメントの売上高は、2021年から6,203百万ユーロ（＋61.3%）の本業の成長となり、2022年には16,098百万ユーロとなった。

かかる増加は主に、エネルギー価格の上昇がもたらした影響ならびに2022年１月にハンタートンBが閉鎖し、８月にヒンクリー・ポイントBが閉鎖したにもかかわらず、発電所の稼働率が良好であり、またメンテナンス・スケジュールに余裕があったことから、原子力発電量が1.9TWh増加して43.6TWhになったことに起因している。

(g) イタリア

イタリアのセグメントの売上高は、2021年と比較して17,952百万ユーロの本業の成長（＋160.1%）となり、2022年には合計29,302百万ユーロとなった。

ガス事業の売上高は、すべての市場における価格の上昇（ただし、マージンへの影響は限定的であった。）および販売量の増加により、大幅に増加した。

電力事業においても、市場価格の大幅な上昇により売上高が増加したが、EBITDAへの影響は限定的であった。

(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）における事業をカバーしている。このセグメントの売上高は、2021年と比較して1,936百万ユーロの本業の成長（＋57.7%）となり、2022年には5,659百万ユーロとなった。

ベルギー（*ベルギーはLuminusおよびEDF Belgiumにより構成される。*）における売上高は、電力価格およびガス価格の上昇ならびに顧客向けの販売量の増加により、2021年から1,918百万ユーロの本業の成長（＋76.6%）となった。顧客ポートフォリオは、市場の激しい競争にもかかわらず、わずかに成長した。火力発電所が活用され、電力システムのサービス増加に繋がった。風力発電は拡大しており、2022年12月31日現在の純設備容量は合計620MWhとなった。しかしながら、水力発電のパフォーマンスは干ばつの影響を受けた。

ブラジルにおける売上高は、主に輸出による売上高の減少により、43百万ユーロの本業のマイナス成長（－6.9%）となった。2022年の外国為替による影響は、ユーロに対するブラジル・レアルの価値の上昇により、有利に働いた。

ベトナムにおける売上高は、ガス価格の上昇を反映して、67百万ユーロの本業の成長（＋34.0%）となった（パススルー基準のため、EBITDAへの影響はなかった。）。

(i) その他事業

その他事業は、とりわけEDF Tradingおよびガス事業で構成される。

かかるセグメントの売上高は、2021年と比較して16,033百万ユーロの本業の成長となり、2022年においては19,724百万ユーロとなった。

- ガス事業の売上高は、2021年から10,550百万ユーロの本業の成長となり、12,410百万ユーロとなった。かかる成長は、主にガスの卸売市場価格による有利な影響（＋6,945百万ユーロ）および販売量の増加（＋5,464百万ユーロ）によるものである。
- EDF Tradingの売上高は、5,457百万ユーロの本業の成長となり、合計7,038百万ユーロとなった。これは、すべてのコモディティ市場においてボラティリティが高い状況下における、欧州および米国での業績によるものである。

(ii) EBITDA

2022年の当グループの連結EBITDAは、2021年から128.2%の本業のマイナス成長となり、－4,986百万ユーロとなった。

売上高は電力価格およびガス価格に支えられて大幅に増加したものの、EBITDAは2022年に大幅に減少した。フランスにおいては、かかる減少は、主に応力腐食現象に関連した原子力発電量の減少、2022年の消費者価格の上昇を抑制する例外的な規制措置の影響、そして影響の程度は少ないものの、水力発電量の減少によるものである。これらの動向により、当グループは市場価格の高騰時に電力を購入することを余儀なくされた。しかしながら、EBITDAは、市場ボラティリティが高い環境下におけるEDF Tradingの例外的なパフォーマンスと、英国における原子力発電量の増加から恩恵を受けた。

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	**143,476**	**84,461**	**59,015**	**69.9**	**69.4**
購入燃料およびエネルギー費用	△121,010	△44,299	△76,711	173.2	173.0
その他の対外費用	△9,420	△8,595	△825	9.6	8.4
人件費	△15,236	△14,494	△742	5.1	4.2
法人所得税以外の税金	△3,163	△3,330	167	-5.0	-6.2
その他の営業収益および営業費用	367	4,262	△3,895	-91.4	-93.1
EBITDA	**△4,986**	**18,005**	**△22,991**	**n.a.**	**n.a.**

(イ) グループEBITDAの変動および分析

・2022年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2021年と比較して76,627百万ユーロの本業の成長（＋173%）となり、121,010百万ユーロとなった。

－フランス－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、42.2十億ユーロの本業の成長を計上した。これは、原子力発電量および水力発電量の減少を補うために高値で大量のエネルギーを購入したことならびに代替供給業者に追加のARENH容量を供給するための購入に起因する。

－英国の購入燃料およびエネルギー費用における5,029百万ユーロの本業の成長（＋63.4%）は、主にエネルギー購入時の市場価格の上昇による影響を反映したものである。

－イタリアの購入燃料およびエネルギー費用における17,675百万ユーロの本業の成長（＋191%）は、主として卸売市場におけるガス価格の上昇および販売量の増加を反映したものである。

・2022年における当グループのその他の対外費用は、2021年から722百万ユーロの本業の成長（＋8.4%）となり、9,420百万ユーロとなった。

－フランス－発電と供給セグメントのその他の対外費用は、216百万ユーロの本業の成長（＋8.6%）となった。かかる増加は、主として、最終顧客向けのサービス業務の成長に関連する購入、エンジニアリング・プロジェクトの開発および全般的な価格上昇を反映している。

－フランス－規制業務セグメントは、57百万ユーロの本業の成長（＋3.8%）となった。これは、送電網接続事業に合わせた資本財の増加を反映したものである。

－英国のその他の対外費用は、99百万ユーロの本業のマイナス成長（－14.8%）となった。これは、主に、原子力発電所（ダンジェネスBおよびハンターストンB）の永久閉鎖に係る費用が原子力債務基金に移管されたことによって説明される。

－EDF Renewablesのその他の対外費用は、主としてプロジェクトのポートフォリオの成長に起因して、115百万ユーロの本業の成長（＋16.7%）を計上した。

－Dalkiaのその他の対外費用は、継続的な事業の成長、特に英国およびフランスにおける現場作業を反映して、174百万ユーロの本業の成長（＋9.4%）となった。

・2022年における当グループの人件費は、2021年から615百万ユーロの本業の成長（＋4.2%）となり、合計15,236百万ユーロとなった。

－フランス－発電と供給セグメントの人件費は、主に賃金交渉により158百万ユーロの本業の成長（＋2.6%）を計上した。これは、従業員給付年金に適用される割引率の上昇によるプラスの効果で部分的に相殺された。

－フランス－規制業務セグメントの人件費は、割引率の影響により抑制されたものの、従業員数の数量効果により、18百万ユーロの微増（0.6%の本業の成長）となった。

－EDF Renewablesの人件費は、90百万ユーロの本業の成長（＋20.5%）となった。これは、とりわけ開発および建設の事業の成長に伴う従業員数の増加、ならびに主に米国およびブラジルにみられた賃金上昇の影響によるものである。

－Dalkiaの人件費は、サービスおよび現場作業の成長に伴う従業員数の増加、ならびに賃金インフレ環境から、94百万ユーロの本業の成長（＋8.1%）となった。

－英国における人件費は、114百万ユーロの本業のマイナス成長（－9.7%）となった。これは、2021年の厚生年金制度改革に伴う過渡的な支払いが2022年には存在しなかったことおよび2022年の従業員数の減少によるものである。

・2022年における法人所得税以外の税金は、2021年と比較して205百万ユーロの本業のマイナス成長（－6.2%）となり、3,163百万ユーロとなった。

－フランス－発電と供給セグメントにおける263百万ユーロの本業のマイナス成長（－13.4%）は、セグメントの業績に伴う付加価値税の減少に主に起因する。

・2022年におけるその他の営業収益および営業費用は、2021年と比較して3,968百万ユーロの本業のマイナス成長（－93.1%）となり、367百万ユーロの純費用となった。

－フランス－発電と供給セグメントのその他の営業収益および営業費用における3,429百万ユーロの本業のマイナス成長は、主にスポット市場価格の上昇に伴いCSPEによる補償が減少したことに起因する（EBITDAへの影響は軽微であった。）。

－フランス－規制業務セグメントのその他の営業収益および営業費用における63百万ユーロの本業の成長（＋3.9%）は、主として、フランス島部における追加費用を補填するメカニズムに基づき、島部エネルギー・システムのCSPEによる補償が増加したことによるものである。

－EDF Renewablesのその他の営業収益および営業費用は、129百万ユーロの本業のマイナス成長（－35.8%）を計上した。これは、主として、売却事業の影響の減少を反映したものである。

(ロ) 連結EBITDAの変動およびセグメントごとの分析

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス－発電と供給	△23,144	7,394	△30,538	n.a.	n.a.
フランス－規制業務	6,723	5,992	731	12.2	12.2
EDF Renewables	909	815	94	11.5	5.8
Dalkia	333	378	△45	-11.9	-14.3
Framatome	328	310	18	5.8	0.3
英国	1,325	△21	1,346	n.a.	n.a.
イタリア	1,115	1,046	69	6.6	4.3
その他国外	336	267	69	25.8	14.6
その他事業	7,089	1,824	5,265	n.a.	n.a.
グループEBITDA	**△4,986**	**18,005**	**△22,991**	**n.a.**	**n.a.**

n.a.＝該当事項なし。

(a) フランス－発電と供給

原子力発電量の減少は、主に応力腐食の点検および修理に関連するものであり、市場価格の高騰時にエネルギー購入を必要としたことから、EBITDAに推定－29,137百万ユーロ（*2022年10月27日付プレスリリースの発表では、2022年10月７日付の先物価格（当該日以降大幅に下落した。）に基づき、－32十億ユーロであった。*）の影響を与えた。

また、2022年の消費者向け販売価格の上昇を抑制するためにフランス政府が採用した例外的な規制措置は、EBITDAに推定－8,212百万ユーロ（*2022年７月27日付プレスリリースの発表では、－10十億ユーロであった。かかる差異は、特に、2022年にフランスにおいて上限料金設定措置に基づく補償がCSPEに計上されたことによるものである。*）の不利な影響を与えた。これらの措置以前は、EBITDAは、推定8,679百万ユーロの市場価格上昇が顧客に転嫁されたこと（*2022年７月27日付プレスリリースの発表では、８十億ユーロであった。かかる差異は、天候による影響およびオープン・ポジションへの価格効果によるものである。*）による恩恵を受けた。

水位が非常に低く水力発電量が減少したため、EBITDAは約2,536百万ユーロ減少した。

最後に、規制料金契約のためにEDFに戻った顧客のEBITDAへの影響は、対応する量を市場において高値で購入しなければならなかったため、マイナスとなった。

(b) フランス－規制業務

本セグメントのEBITDAの増加は、主に、RTEによる相互接続料金の戻入れ推定1.7十億ユーロによるものである（*フランスのエネルギー規制委員会（CRE）が発表した2022年11月17日付決定第2022-296号の適用。卸売価格の大幅な上昇により、RTEの相互接続収入が増加し、CREはこの「臨時収入」を通常の手続よりも早期に送電網利用者に還元すべきと決定した。*）。また

TURPE料金の変更も、推定0.5十億ユーロの有利な影響を及ぼした（*TURPE６配電料金の指数化調整：2021年８月１日付で＋0.91%、2022年８月１日付で＋2.26%*）。

しかしながら、EBITDAの増加は、ネットワーク損失を補填するための購入に係る不利な価格効果（推定１十億ユーロ）および19.1TWhの配電量の減少（推定0.4十億ユーロ）により抑制された。

(c) EDF Renewables

EDF RenewablesのEBITDAの増加は、主に再生可能エネルギー発電量が21%増加したことによるものである。2021年はテキサス州で異常寒波が発生し、EBITDAに対して推定－95百万ユーロの影響を及ぼしたが、2022年にはこれに相当する事象はなかった。

EBITDAは、プロジェクト・ポートフォリオの拡大およびインフレに伴う開発費の増加による不利な影響を受けた。

(d) Dalkia

DalkiaのEBITDAの減少は、主に購入義務のあるコジェネレーション発電所のガス価格の上限設定と、冬季料金の時期変更に伴う当該発電所の早期操業停止によるものである。

(e) Framatome

Framatomeの「設置基盤」事業は北米において継続して成長したが、燃料販売は米国において減少した。

2022年12月31日現在の受注高は約3.7十億ユーロとなり、特に北米の燃料事業および設置基盤事業に牽引され、2021年からわずかに改善した。

(f) 英国

英国セグメントのEBITDAは、2021年の発電量水準が高値での購入を要したのに対し、原子力発電量の増加により、価格高騰の状況下で、追加量を販売することができた。

供給事業は、料金の上限が大幅に引き上げられたにもかかわらず、エネルギー価格の上昇が住宅用顧客に一部転嫁されたことの影響を受けた。商業用顧客および産業用顧客のセグメントは、主にポートフォリオの拡大の恩恵を受けた。

営業費用は、特に2021年に決定された厚生年金基金の変更により、2022年は減少した。

(g) イタリア

イタリアの発電事業のEBITDAは、CCGT（コンバインド・サイクル・ガス・タービン）の良好な稼働率および高い市場価格、ならびにイタリアの容量市場の導入に後押しされて、増加した。しかしながら、再生可能エネルギー発電量は、主に水位が低かったことにより、減少した。

ガス事業では、主に卸売市場における販売量の増加の恩恵を受けた。2021年にはInfrastrutture Distribuzione Gasの売却に伴う利益を計上したが、2022年にはこれに相当する事象はなかった。

供給事業は、住宅用顧客に十分に転嫁されていない電力料金およびガス料金の上昇の影響を受けた。

(h) その他国外

ベルギー（*LuminusおよびEDF Belgium*）のEBITDAは、主に原子力発電量の減少、高価格での購入および３年ごとの原子力引当金の見直しにより、減少した。サービス事業は成長し、供給事業は安定的であった。

ブラジルのEBITDAは、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）価格が2021年11月に16%、2022年11月に５%引き上げられ、さらにブラジル・レアルとユーロの間で有利な為替影響を受けたことにより、増加した。

(i) その他事業

ガス事業のEBITDAの増加は、主に米国と欧州の間の中長期的なスプレッドの増加に伴う（現金の増減はなしで）長期契約の見直しが行われたことによる恩恵を受けた。また、卸売価格が非常に高い状況下で、ダンケルクのメタン・ターミナルがより多く利用されたことにより、販売量も大幅に増加した。

EDF TradingのEBITDAは、すべてのコモディティ市場においてボラティリティが非常に高い時期において業績が堅調であったため、改善した。

(iii) EBIT

2022年における当グループの連結EBITは、24,588百万ユーロ減少して、－19,363百万ユーロとなり、24,632百万ユーロの本業のマイナス成長となった。

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)
EBITDA	**△4,986**	**18,005**	**△22,991**	**-127.7**
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額	△849	△215	△634	n.a.
減価償却費および償却費（純額)＊	△11,079	△10,789	△290	2.7
(減損)/戻入	△1,762	△653	△1,109	169.8
その他の収益および費用	△687	△1,123	436	-38.8
EBIT	**△19,363**	**5,225**	**△24,588**	**n.a.**

＊　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

2022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、コモディティ市場の高いボラティリティの中で、2021年から2022年にかけて634百万ユーロと大幅に増加した。

(ロ)　減価償却費および償却費（純額）

減価償却費および償却費（純額）は、2021年から290百万ユーロ増加した。フランス－発電と供給セグメントにおける増加（＋103百万ユーロ）は、主に原子力事業に関連するものであった。

Enedisにおける減価償却費および減損累計額の191百万ユーロの増加は、主に都市から農村の体制に移行した町に所在する委譲資産の委譲者による供与資産の償却の回収率の低下に係る「FACE」命令に関連するものである。

(ハ)　（減損）／戻入

2022年の減損額は－1,762百万ユーロとなり、2021年から169.8%増加した。これには英国の－1,447百万ユーロ（主にのれんの減損－1,176百万ユーロ）が含まれる。

(ニ)　その他の収益および費用

2022年のその他の収益および費用は、－687百万ユーロであった（フランス－発電と供給セグメントの－676百万ユーロが含まれる。）。これは、主にフラマンビル３EPRの貫通溶接部の補修工事に係る追加費用（638百万ユーロ）が発生したことによるものである。

(ⅳ)　金融損益

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,730	△1,459	△271	18.6
割引の影響	174	△2,670	2,844	n.a.
その他の金融収益および費用	△1,997	4,489	△6,486	n.a.
金融損益	**△3,553**	**360**	**△3,913**	**n.a.**

n.a.＝該当事項なし。

2022年の財務実績は、以下の複数の要因により、3,553百万ユーロの費用となり、2021年から3,913百万ユーロ減少した。

・その他の金融収益および費用の6,486百万ユーロの減少。これは主に、2022年および2021年の金融市場の動向を反映した専用資産ポートフォリオのパフォーマンス低下（－5,835百万ユーロ）によるものである（「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。）。
・割引費用の2,844百万ユーロの減少。これは主に、フランスにおける原子力引当金に適用される実質割引率が、2021年に10ベーシス・ポイント低下した後、2022年に50ベーシス・ポイント上昇したことによるものである。
・総金融負債に係る費用の271百万ユーロの増加。これは主に、金利上昇および負債増加の環境によるものである。

(ⅴ)　法人所得税

2022年12月31日現在の未収法人所得税は、17.13%の実効税率に相当する3,926百万ユーロであった（2021年12月31日現在は、25.09%の実効税率に相当する－1,400百万ユーロの費用であった。）。

2021年の税費用と2022年の未収税金の5,326百万ユーロの差異は、当グループの税引前純利益が28,501百万ユーロ減少し、7,359百万ユーロの追加の税金収益が発生したことを主に反映している。

かかる未収税金はまた、2022年に税務訴訟で下された特定の判決、発電事業者に対する超過利潤税、当年度に計上した減損、および2021年にイタリアで行われた税務上の資産再評価の影響に匹敵する有利な影響がなかったことによる、不利な影響を反映している。

また、これにはフランスにおける繰延税金資産の不認識による不利な影響も含まれているが、これは米国で認識された繰延税金資産による有利な影響により部分的に相殺された。

2021年とは対照的に、当グループが事業を行っている国の標準税率は上昇しなかった。

非経常項目（主に減損、金融資産ポートフォリオおよびコモディティにおける未実現損益の変動ならびに税務訴訟）を除外すると、2022年12月31日現在の実効税率は、2021年12月31日現在は21.3%であったのに対して、18.0%となった。

(vi) 非経常項目を除く純利益

当グループの非経常項目を除く純利益（*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負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額を除くEDFの純利益（税引後）*）は、2021年から17,379百万ユーロ減少し、2022年において－12,662百万ユーロとなった。かかる変動は、主として、EBITDAの減少を反映しているが、これは財務実績（非経常項目を除く。）および未収法人所得税の増加によって部分的に抑制された（2022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。）。

(vii) EDFの純利益

2022年のEDFの純利益は、23,053百万ユーロ減少して、合計－17,940百万ユーロとなった。かかる変動には、非経常項目を除く純利益の大幅な減少に加えて、税引後の以下の主要項目が含まれる。

・－4,351百万ユーロの金融商品の公正価値の変動
・－687百万ユーロの減損

④ 純負債額、キャッシュ・フローおよび投資

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)
EBITDA	**△4,986**	**18,005**	**△22,991**	**-127.7**
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△7,825	△869	△6,956	n.a.
EBITDA（現金）	**△12,811**	**17,136**	**△29,947**	**n.a.**
運転資本の変動	8,301	△1,526	9,827	n.a.
純投資(1)（2020年－2022年の当グループによる売却を除く。）	△16,395	△15,725	△670	4.3
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。）	△630	△98	△532	n.a.
営業キャッシュ・フロー(2)	**△21,535**	**△213**	**△21,322**	**n.a.**
資産売却	535	2,847	△2,312	n.a.
法人所得税支払額	△1,282	△2,276	994	-43.7
金融費用支出（純額）	△1,003	△588	△415	70.6
専用資産	△233	△501	268	-53.5
現金支払配当金	△1,085	△794	△291	36.6
当グループのキャッシュ・フロー(3)	**△24,603**	**△1,525**	**△23,078**	**n.a.**
ハイブリッド債の発行	994	1,235	△241	-19.5
ハイブリッド債の償還	△1,966	△267	△1,699	n.a.
その他の貨幣的変動	3,470	△776	4,246	n.a.
純負債額の(増加)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	**△22,105**	**△1,333**	**△20,772**	**n.a.**
為替レート変動による影響	85	△515	600	n.a.
その他非貨幣的変動による影響	508	1,150	△642	-55.8
継続事業の純負債額の(増加)/減少	**△21,512**	**△698**	**△20,814**	**n.a.**
期首における純負債額	**42,988**	**42,290**	**698**	**1.7**

期末における純負債額	**64,500**	**42,988**	**21,512**	**50.0**

n.a.＝該当事項なし。

(1) 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額、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2020年－2022年の当グループによる売却は含まれていない。

(2) 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（FFO）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（2020年－2022年の当グループによる売却を除き、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyを含む。）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。

(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および現金支払配当金を控除した後の注(2)で定義された営業キャッシュ・フローに相当する。

(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。

(単位：百万ユーロ)	2022年 12月31日	2021年 12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	96,053	69,406	26,647	38.4
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△2,024	△3,762	1,738	-46.2
現金および現金同等物	△10,948	△9,919	△1,029	10.4
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△18,507	△12,737	△5,770	45.3
売却目的保有資産の純負債額	△74	0	△74	n.a.
純負債額＊	**64,500**	**42,988**	**21,512**	**50.0**

＊　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。

当グループの純負債額は、2022年12月31日現在、64,500百万ユーロに達した。2021年からの21,512百万ユーロの増加は、主に営業キャッシュ・フロー、ハイブリッド債の発行および償還による－１十億ユーロの影響ならびに3.15十億ユーロの増資に起因するものである。

(ⅱ) 営業キャッシュ・フロー

2022年における営業キャッシュ・フロー（*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（FFO）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（2021年－2022年の当グループによる売却を除く。）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。*）は、2021年と比較して21,322百万ユーロ減少し、－21,535百万ユーロとなった。

(イ) EBITDA（現金）

非貨幣性項目の調整後のEBITDAは2021年から29,947百万ユーロ減少し、－12,811百万ユーロとなった。かかる減少の主な要因は、以下のとおりである。

・原子力発電量および水力発電量の減少ならびに規制措置の影響
・2021年および2022年に見られた大きな価格変動によるEDF TradingのEBITDA（現金）の減少。かかる減少は、運転資本の変動により一部補われた。

(ロ) 運転資本の変動

2022年における運転資本は、8.3十億ユーロの改善となった。この好ましい運転資本の変動は、主として最適化／トレーディング業務およびCSPEメカニズムによるものである。

(ハ) 純投資

2022年の純投資（売却を除き、ヒンクリー・ポイントCおよびLinkyを含む。）は、2021年から670百万ユーロ増加し、16,395百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)	2022年	2021年	変動	変動率(%)
フランス－発電と供給	5,688	5,338	350	7
フランス－規制業務	4,564	4,617	△53	-1
EDF Renewables	1,619	853	766	90
Dalkia	324	284	40	14
Framatome	294	381	△87	-23
英国	2,978	3,054	△76	-2
イタリア	701	909	△209	-23
その他国外	167	289	△122	-42
その他事業	61	0	61	n.a.
純投資	**16,395**	**15,725**	**670**	**4**

フランス－発電と供給セグメントによる純投資は、とりわけ応力腐食に対応する費用に起因して、350百万ユーロ増加した。

フランス－規制業務セグメントによる純投資（Linkyを含む。）は、接続作業の増加に関わらず、主にLinkyプログラムの終了が近づいていることに伴い業務量が減少したため、53百万ユーロ減少した。

EDF Renewablesの766百万ユーロの増加は、米国における大規模な投資ならびに2021年よりも補助金および売却が減少したことを反映している。

イタリアにおける純投資は、とりわけ2021年における再生可能エネルギー分野の買収に匹敵するものが2022年にはなかったことに起因して、209百万ユーロ減少した。

その他国外セグメントの純投資の減少は、主に2021年に行われたLuminusによるEssentの買収に起因する。

(iii) 当グループのキャッシュ・フロー

2022年の当グループのキャッシュ・フローは、2021年に計上された－1,525百万ユーロから大幅に減少して、－24,603百万ユーロとなった。これは、主にフランスにおける原子力発電量の低下および運転資本の変動（2021年から＋8.3十億ユーロ）による影響を受け、EBITDA（現金）が－12,811百万ユーロになったことにより説明される。

(イ) 資産売却

2022年の資産売却は合計535百万ユーロとなった。これは、米国においてEDF Energy Service事業を売却したことに起因する。

(ロ) 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号に基づき、EDFは、長期原子力債務の資金調達を確実に行うために専用資産のポートフォリオを構築した（「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。）。

概して、専用資産に関する変動は以下の事項からなる。

・債務を完全に填補するための配分
・かかる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日付法律の範囲内での長期原子力債務の遵守期間に発生した費用に相当する資産の引出し
・ポートフォリオの価値が、資金調達責任額を超過した際に、専用資産を管理するガバナンス機関へ提案され、かつ、その組織により正式に認可された例外的な引出し

2022年現在における－233百万ユーロの専用資産の純変動は、上記の２つ目および３つ目の項目に対応するものである。

(ハ) 現金支払配当金

2022年中、EDFは1,085百万ユーロを支払い、内訳は以下のとおりである。

・EDFにより支払われた2021年に係る配当（72百万ユーロ）（*フランス政府は、2021年および2022年の配当について、株式ベースの支払いを選択した。*）

・「ハイブリッド債」の発行に関する永久劣後債の保有者に対して2022年に行われた支払い（606百万ユーロ）

・当グループの子会社からその少数株主に対して支払われた配当（407百万ユーロ）

(iv) 為替レートの変動による影響

主にユーロに対する米ドルの上昇および英ポンドの下落（*英ポンドはユーロに対して5.3%下落し、2021年12月31日現在の1.190ユーロ／1英ポンドから2022年12月31日現在には1.127ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して6.1%上昇し、2021年12月31日現在の0.883ユーロ／1米ドルから2022年12月31日現在には0.937ユーロ／1米ドルとなった。*）による外国為替の影響は、当グループの純負債額に85百万ユーロの有利な影響を与えた。

(v) その他非貨幣的変動

その他非貨幣的変動は、2021年12月31日現在は1,150百万ユーロであったのに対して、2022年12月31日現在は合計508百万ユーロとなった。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。

⑤ 業績見通し

2023年２月17日に発表された（*2023年１月１日現在の連結範囲および為替レート、ならびに一定の規制環境および財政環境下に基づき、CSPEによる15%の料金上限に係る資金調達を考慮し、またフランスの原子力発電量が300TWhから330TWhになるという発電計画を前提とした場合の*）2023年の目標は、以下のとおりである（*2022年の年次業績に関するEDFのプレスリリースを参照。*）。

・純負債／EBITDA倍率：３倍以下

・調整後の実用的な純負債額／調整後のEBITDA倍率（*一定のスタンダード・アンド・プアーズの方法による。*）：4.5倍以下

⑥ 市場リスクの管理および統制

本書「第３ ２（２）②金融および市場に関するリスク」を参照。

(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。

当グループのリスク部門内の独立したユニット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月付）の指針の適切な適用を期することによって当グループ・レベルでの金融リスク管理を担っている。この部門は、EDFの事業体および当グループの事業上の被支配子会社（Enedisは除く。）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を保証し、また、その効果を確実なものとするため、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

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2022年12月31日現在の流動資産は総額29,455百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は14,051百万ユーロであった。

2022年12月31日現在、１年以内に満期を迎える当グループの借入金およびその他の金融負債は総額28,712百万ユーロであり、この中には未払利息を含む債券に関連する2,737百万ユーロが含まれる。この金額には、負のキャッシュ・ポジション（デリバティブのマージン・コール1,734百万ユーロを含む。）および、リース債務に関連する負債も含まれている（2022年度の連結財務書類の注記18.3.3を参照。）。関連する必要資金は、必要に応じて、上記の当グループの流動性および利用可能な与信枠、ならびに以下に記載するその他の短期的な調達手段によって調達される可能性がある。

2022年12月31日現在、当グループの企業で、借入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

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができている。2022年３月16日、EDFは９行の銀行との間で、総額10.25十億ユーロの二者間の与信枠を３年満期で締結した。その後３月25日および４月29日に、総額2.2十億米ドルの２つの二者間の与信枠が、３年満期でさらに締結された。2022年４月５日に、EDFは3.1十億ユーロの増資を行った。2022年10月５日、EDFは３つのトランシェのシニア債を額面金額３十億ユーロ（1.25十億ユーロのグリーンボンドを含む。）で発行した。2022年11月18日、フランスの既存発電所の維持費用として、１十億ユーロの二者間のグリーン・ローンを３年満期で設定し、さらに、11月28日には、総額2.1十億ユーロの６つの二者間ローンが、３年満期で締結された。最後に2022年11月30日、EDFは１十億ユーロのハイブリッド債を発行した。

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。

・被支配子会社の資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。当グループの資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、子会社の資金残高は、利息と引換えにEDF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の集中化。子会社の運転資本の変動は、当グループの資金管理部門から、子会社に提供されるスタンドバイ・クレジット・ラインを通じて資金調達される（当グループからリボルビング・クレジットを付与される可能性もある。）。
・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*）、譲渡可能欧州コマーシャル・ペーパー（NEU CP）および米国のコマーシャル・ペーパー（US CP）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、これらの上限は、NEU CPの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

2022年12月31日現在、当グループの発行済みのコマーシャル・ペーパーは、NEU CPについては9,798百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては1,160百万米ドルであった。

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50十億ユーロのEMTNプログラムで参入している。
・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。

当グループの総負債の平均満期は、2021年12月31日現在における13.7年に対し、2022年12月31日現在においては9.4年であった。

2022年12月31日現在、EDFは、総額13,594百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート与信枠および二者間与信枠）を有している。

・シンジケート与信枠は、４十億ユーロであり、その期限は2025年12月である。2022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。
・2025年12月を期限とする1.5十億ユーロのシンジケート・ソーシャル与信枠。2022年12月31日現在、かかるシンジケート・ソーシャル与信枠からの引出しは行われていない。
・二者間の与信枠は、利用可能額が8,094百万ユーロであり、その期限は2026年12月までに延長された。この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の７つの与信枠については、2022年12月31日現在、EDFにより総額2,675百万ユーロの全額が引き出されている。

その他の与信枠では、Edisonが、European Investment Bankに与信枠（2022年12月31日現在の利用可能額は300百万ユーロ）を有している。

(ロ) 格付

2022年12月31日現在、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・レーティングスの３つの財務格付機関は、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。EDFはクレジット・ウォッチから外れ、運営上の課題および規制電力販売料金につき政府が支援することを踏まえ、その見通しは、12月14日にスタンダード・アンド・プアーズにより修正された。フィッチもまた、９月６日に、当社の見通しを「安定的」に変更した。

当グループの格付は、「第３ ２（２）①市場規制、政治および法律に関するリスク」の中の、特にリスク要因「１Ａ－フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」およびリスク要因「２Ｄ－流動性リスク」に記載されるリスクからの影響を受ける可能性がある。

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　安定的な見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa1　ネガティブな見通し	P-2
	フィッチ・レーティングス	BBB+　安定的な見通し	F3
EDF Trading	ムーディーズ	Baa3　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-　安定的な見通し	B
	ムーディーズ	Baa3　ネガティブな見通し	n.a.
	フィッチ・レーティングス	BBB-　安定的な見通し	n.a.
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB　安定的な見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa3　安定的な見通し	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、貸借対照表項目ならびに当グループの金融費用、自己資本、純利益およびプロジェクトのIRRに影響を及ぼす換算差額に影響を与える可能性の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、債券の発行もしくは外貨建て債務また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視される。

・外国通貨建ての営業キャッシュ・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。

資金調達および為替リスクのヘッジ方針の結果として、2022年12月31日現在の当グループの総負債の通貨別内訳（ヘッジ後）は以下のとおりである。

2022年12月31日現在の総負債の通貨別構造（ヘッジ前およびヘッジ後）

2022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	62,269	13,789	76,058	79
米ドル建て借入債務	21,465	△15,813	5,652	6
英ポンド建て借入債務	8,149	3,284	11,433	12
その他通貨建て借入債務	4,170	△1,260	2,910	3
負債合計	**96,053**	**0**	**96,053**	**100**

＊　外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2022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

2022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	76,058	-	76,058
米ドル建て借入債務	5,652	565	6,217
英ポンド建て借入債務	11,433	1,143	12,576
その他通貨建て借入債務	2,910	291	3,201
負債合計	**96,053**	**1,999**	**98,052**

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、外貨建ての純資産に関する当グループの子会社の為替持高を示している。

純資産ポジション

2022年12月31日* *(各通貨の単位：百万)*	純資産	債券	デリバティブ	管理後の純資産
米ドル	5,451	1,450	838	3,163
スイス・フラン（スイス）	20	-	18	2
ポーランド・ズロチ（ポーランド）	281	-	153	128
英ポンド（英国）	21,069	5,035	5,294	10,740
ブラジル・レアル（ブラジル）	1,697	-	-	1,697
人民元（中国）	9,651	-	6,472	3,179

＊　2022年12月31日現在の純資産。債券およびデリバティブは2022年12月31日現在のものである。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資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジならびに負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動、ならびに利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、2022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

	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
(各通貨の単位：百万)	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	3,163	2,965	297	628	554	55
スイス・フラン（スイス）	2	2	-	-	-	-
ポーランド・ズロチ（ポーランド）	128	27	3	128	28	3
英ポンド（英国）	10,740	12,109	1,211	10,789	12,840	1,284
ブラジル・レアル（ブラジル）	1,697	301	30	1,471	233	23
人民元（中国）	3,179	432	43	4,005	557	56

負債および持分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、2022年12月31日現在、依然として管理されている。

(ニ)　金利リスクの管理

当グループの純負債額の金利の変動に対するエクスポージャーには、２種類のリスクがある。１つは、変動金利付金融資産および負債の金融費用（純額）が変動するリスクであり、もう１つは、固定金利で運用している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、金融費用（純額）に対するリスク・リターンを参考にして定義された純負債額の変動金利部分を、予想される金利の変動を考慮しながら監視することにより管理されている。

この方針の下、一部の負債は変動性を有しており、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場合がある。

2022年12月31日現在の当グループの負債額（ヘッジ後）の内訳は、58%が固定金利で、42%が変動金利であった。2021年12月31日以降の負債額の変動金利部分の増加は、基本的に、13.1十億ユーロ、2.2十億米ドルおよび38十億円の二者間の期限付き貸付によるものである。これらには変動金利が適用されている。

2022年12月31日現在、金利が年間一律１%上昇した場合、ヘッジ後の変動金利総負債を基準として、金融費用は約401百万ユーロ増加する。

当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2022年12月末現在、2.63%であった。

当グループの負債の構造および金利感応度

2022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%の純利益への影響
固定金利	69,748	△13,784	55,964	-
変動金利	26,305	13,784	40,089	401
合計	**96,053**	**0**	**96,053**	**401**

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

2022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	**37**	**-**	**37**

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（2022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（2022年度の連結財務書類の注記15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、専用資産の運用のために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

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」に記載される。

EDFおよびEDF 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。

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の33%が、2022年12月31日現在、株式に投資されていた。これは3.1十億ユーロ分の株式に相当した。

2022年12月31日現在、British Energyの年金基金（British Energy Generation Group）（現在はEDFグループ（EDFG）に改称されている。）は、年度末のエクスポージャーを１%未満、すなわち、株式に対する投資を36百万英ポンド未満になるように株式および株式ファンド（分散型成長ファンドを除く。）に対する割当を削減した。

(へ) EDFの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力債務の財源確保を保証するため、1999年以来、漸次、専用資産を形成してきた。フランス環境法（第L.594-1条から第L.594-14条）において成文化されている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（2022年度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」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）の監視の下で運用されている。

さらに、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

規制に準拠しながら原子力費用の資金調達を確実に行うための方針の下、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、長期原子力債務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、特に状況により異なる場合を除き、原則として３年ごとに見直される。2021年に、債券市場を多様化させるため、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、EDF Gestion（旧上場資産管理部門）およびEDF Investにより管理される。

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、ならびに金融リスク管理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。

2022年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2021年の37,454百万ユーロに対し、33,904百万ユーロであった。2022年における専用資産の変動ならびに実現可能価格および帳簿価格の詳細については、2022年度の連結財務書類の注記15.1.2に記載されている。

EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績

	2022年12月31日			2021年12月31日		
(単位：百万ユーロ)	ポートフォリオの割合	株式市場価額または実現可能価額	2022年の実績	ポートフォリオの割合	株式市場価額または実現可能価額	2021年の実績
収益性資産	25.9%	8,772	11.2%	21.1%	7,908	17.1%
成長性資産	36.1%	12,251	-15.8%	40.9%	15,320	22.6%
確定利付資産	38.0%	12,881	-12.1%	38.0%	14,226	-0.7%
専用資産合計	**100%**	**33,904**	**-8.5%**	**100%**	**37,454**	**11.9%**

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。

2022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、11,698百万ユーロとなった。同日付の上場株式のボラティリティは、52週間分の実績に基づき17.04%であり、2021年12月31日現在は10.93%であった。当グループは、かかるボラティリティを2022年12月31日における上場株式の資産価額に適用した場合、専用資産の株式部分に関する年間ボラティリティを1,993百万ユーロと見積もった。

2022年12月31日現在、上場債券（11,089百万ユーロ）の感応度は4.9となり、すなわち、金利が一律100ベーシス・ポイント上昇した場合、市場価額が538百万ユーロ減少することとなる。2021年12月31日現在の感応度は5.3であった。

専用資産の予測収益率の評価

適用される規制に準拠して、また上記のとおり専用資産が目標とする配分に基づいて行われる、今後数年間、特に今後20年間（原子力引当金の対応期間に近い期間）の予測収益率をシミュレーションする研究では、平均予測利益率が、2022年12月31日現在の原子力引当金を算出するのに使用された予測値4.8%の割引率を上回る確率が高いことを示している（2022年度の連結財務書類に対する注記15.1.1を参照。）。

専用資産の価値が初めて１十億ユーロを超えた2004年以降の専用資産の年間平均パフォーマンスは、2022年12月31日現在5.6%であった。

環境法第D.594-6条および第D.594-7条を適用して、監督機関により現在認められている適用免除および規定

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%に引き上げ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。）。

さらに、EDFの子会社であるCyclifeは、2022年12月31日までに100%を超えるカバレッジ比率を達成するよう、監督機関からの指示を受けている。割引率が上昇したことに伴い引当金が減少したため、当該日におけるカバレッジ比率は123%となった。

(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・リスクは、契約相手方が将来債務不履行に陥った際にEDFグループが被る潜在的な損失である。当グループのカウンターパーティー・リスク管理方針は、EDFおよびすべての事業上の被支配子会社に適用される。同方針は、このタイプのリスクの監視に関する管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理および監視の構成について定めている。同方針には、当グループの四半期ごとのエクスポージャーの連結が含まれている。金融リスク管理（CRFI）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、格付カテゴリー別の、EDFグループのカウンターパーティー・リスクに対する連結エクスポージャーの詳細を示している。2022年９月30日現在、当グループのエクスポージャーの88%が「投資適格」である契約相手方に関するものである。これは、主として、短期投資の大部分が低リスク資産に関連するものであるため、現金および資産管理業務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
2022年６月30日現在	88%	11%	1%	100%
2022年９月30日現在	88%	11%	1%	100%

業務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の分布は、以下のとおりである。

	購入	保険	配電および販売	資金および資産管理	燃料購入およびエネルギー取引	合計
2022年６月30日現在	7.0%	0.2%	13.5%	51.4%	27.9%	100%
2022年９月30日現在	5.6%	0.2%	13.7%	43%	37.5%	100%

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingに集中している。2021年12月以降の大幅な上昇は、期間中のコモディティ価格の急騰によるものである。この子会社の各契約相手方には、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・ネッティング契約、現金担保契約および銀行または関連会社との保証の取決め）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。高い信用格付けを有する銀行、ソブリンおよび企業の取引の相手方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

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、財務実績に重大な影響を与える可能性のあるエネルギー市場において価格変動のリスクに晒されている。

したがって、当グループは、EDFおよびEDFの運営上の支配の及ぶ事業体に適用されるすべてのエネルギー商品に対するエネルギー市場リスク方針を設定している。

この方針は、以下を目的としている。

・当グループの事業体が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）を行い、またEDF Tradingの場合はトレーディング業務を行っているエネルギー市場におけるリスク管理について、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る、各事業体への明示的な委任。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、最終顧客への売上は内部売上によってヘッジされる。

・平均価格を捕らえる所定のヘッジの軌道（*エネルギー市場リスクに晒されている各事業体につき、当グループによって毎年承認されるリスク統制の枠組みには、所定の価格基準を超えた場合における、かかる軌道からの逸脱を認める加速計画または減速計画が含まれることがある。かかる計画は、段階的なヘッジに係る一般原則に準拠しないため、厳しい条件の元でのみ適用される。*）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。当該クローズは、先物市場の流動性制約を考慮してN-1年目をオーバーウェイトする可能性がある。

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。

当グループの運営上の支配の及ぶ事業体を通じたエネルギー市場リスクに対するエクスポージャーは、四半期ごとに執行委員会に報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

(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2022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、発電所の供給力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。2022年１月13日に発表された原子力発電所の調査およびARENHの追加の容量についての発表に照らすと、フランスにおける容量に関するリスクは、2022年についてはとりわけ高かった。

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、同社は当グループの卸売市場でのほぼすべての購入／販売注文を執り行っている。その結果、EDF Tradingは、特にトレーディング会社の欧州規則における厳格なガバナンスおよび統制の枠組みに服する。

EDF Tradingは、規制市場またはOTC市場で、先物、先渡、スワップおよびオプション（当グループのレベルで適用される会計分類とは無関係である。）等のデリバティブを取引する。エネルギー市場におけるそのエクスポージャーは、子会社の経営陣およびグループ・レベルでエネルギー市場リスク管理を担当する部門による日々の上限管理により監視されて、厳しく統制されている。また、自動的警告通知手続が、リスク制限（バリュー・アット・リスク制限）または損失（ストップ・ロス制限）に違反したことを、EDF Tradingの取締役会の構成員に通知するために存在する。バリュー・アット・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（*EDF Tradingは、「モンテカルロ」手法を使用して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、トレーディングのマージンに関連する損失の３か月間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。

2022年において、EDF Tradingの市場への拠出額は、VaR制限については、１月１日から70百万ユーロのVaR制限に服していたが、連続して２月９日に51百万ユーロ、３月15日に42百万ユーロに引き下げられ、その後５月24日に57百万ユーロに引き上げられた。長期契約および非流動市場の取引に係るCaR制限については、それぞれ250百万ユーロ、ならびにストップ・ロス制限については１月１日から２月８日までの間は210百万ユーロ、その後２月９日以降については180百万ユーロの制限に服していた。

極めて不安定な市場環境の中、2022年度上半期中および８月26日から30日の間にVaR制限は何度か上限を超え、かかる事態について定められている手続開始の引き金となった。2022年８月30日以降、VaR指数は限度額以下を維持している。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2022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　決算終了までの後発事象

年度末以降、決算終了までに生じた事象については、2022年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記23に記載されている。

⑧　決算終了後の後発事象

2023年２月28日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権87,831,655個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した（*EDFの2023年２月28日付プレスリリース「EDFの2024年満期OCEANE債の40%の転換」を参照。*）。この転換により、113,215,003株が新規に発行される。その結果、額面総額56,607,501.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は903,392,484.15ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,000,466,841ユーロとなり、4,000,933,682株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。

2023年３月16日にEDFは、複数の原子炉における主要一次回路の補助回路の一部で検出された応力腐食現象に係る説明について、プレスリリースを発表した。

⑨　後発事象

(ⅰ)　2023年４月26日－複数の原子炉の主要一次回路の補助回路の一部で検出された応力腐食現象について

2023年３月10日、EDFはASN（原子力安全当局）に対して、応力腐食の対策戦略の変更を提案した。EDFは、パンリー１号機の補修溶接部で確認された応力腐食を考慮し、SISおよびRRAシステムの溶接部の点検を加速させた（*2023年３月17日付情報メモ（https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/notes-dinformation）を参照。*）。

2023年４月25日、ASNは、優先的に管理が必要な溶接部についてEDFが提案したスケジュールが適切であると考えている旨、発表した（*2023年４月25日付のASNのプレスリリースを参照。*）。

現在までのところ、2023年のフランスにおける原子力発電の出力予測は、300TWhから330TWhの範囲にとどまっている。

(ⅱ)　2023年４月28日－財務情報（2023年３月31日現在）

電気料金の高騰を背景とした売上高の増加

財務実績

売上高：47.8十億ユーロ、2022年３月末と比較して34.6%の本業の成長。

グループ売上高の大幅な増加は、主に、特にフランスおよび英国における市場価格の上昇に起因する、2023年度第１四半期における電気およびガスの販売価格の上昇によるものである。これは、フランスにおける料金の上限設定によって減少し、EBITDAにおいて相殺されている。さらに、この増加は、ガス消費量の減少により相殺された。EDF Tradingのパフォーマンスの拡大が、売上高の増加に寄与した。

パフォーマンス

原子力発電量合計：

・フランスにおける85.2TWh（2022年度第１四半期と比較して6.5TWh減少）。この減少は、主に応力腐食現象の影響を受けた配管の制御および修理のための供給停止、ならびに社会運動の影響による原子力発電所の稼働率の低下によるものである。2023年のフランスの原子力発電量の見積りは、300TWhから330TWhの範囲にとどまっている。

・英国における９TWh。2022年８月にヒンクリー・ポイントBが閉鎖され、2023年には維持管理プログラムがより頻繁であったため、2022年度第１四半期から2.4TWh減少した。

再生可能エネルギー発電量合計：

・フランスにおける水力発電による9.2TWh（*揚水発電の消費量を差し引く前の、島部の業務を除く水力発電量。なお、揚水発電の消費量を差し引いた累積水力発電量の合計は、2023年度第１四半期は7.5TWhであり、2022年度第１四半期は7.5TWhであった。*）。2022年度第１四半期からの0.2TWhの減少は、主に、水力発電の条件が依然として悪かったことによるものである。

・（フランスの水力発電を除く）7.8TWh（2022年度第１四半期と比較して0.4TWh増加）。この増加は、主に2022年に稼働した新たな再生可能エネルギー容量によるものである。2023年３月末現在で、当グループの再生可能エネルギーの純設備容量は13.4GW、建設中の総容量は7.3GWであった。

Enedisによる送電量は、消費量の減少により2022年度第１四半期と比較して5.7TWh減少し、98.5TWhとなった。

フランスの住宅用電力顧客ポートフォリオは、2023年度第１四半期に顧客数が200,000件超増加した。当グループは、2022年３月末と比較して、Tempoオプション（*ピーク期間の顧客のエネルギー消費量の削減を促し、年間の残りの期間は低料金で利用できるオプション*）を利用する顧客において55%の成長を達成した。

炭素強度は、二酸化炭素換算で46g／kWhとなった。2022年度第１四半期と比較して二酸化炭素換算で８g／kWh減少したのは、主に、フランス本土およびブラジル（EDF Norte FluminenseのCCGT）の火力発電量が2023年度第１四半期に減少したことによるものである。

ハイライト

原子力

・応力腐食：ASNが、パンリー１の溶接部修理で確認された要素を考慮し、2023年３月にEDFが提案した応力腐食制御戦略の変更に関するスケジュールを適切と判断（ASNの2023年４月25日付プレスリリースを参照。）

・ヒンクリー・ポイントCの原子炉１号機の原子炉圧力容器の納入

・SMR開発を支援する子会社であるNUWARDの設立および概念設計段階から基本設計段階への移行

再生可能エネルギー

・EDFが、フランスにおいてマンシュ・ノルマンディ洋上プロジェクト（１GW）を共同落札

火力

・EDFの英国における最後の石炭火力発電所であるウェスト・バートンAが、2023年３月31日に最終閉鎖

Enedis

・電力網開発計画の下で、2040年までに96十億ユーロの投資が見込まれることを発表。再生可能エネルギー発電所と電気自動車の充電インフラの接続のため、年間投資額を2022年の4.4十億ユーロから2032年までに５十億ユーロに加速（*2021年のユーロ価値における金額*）。

簡易公開買付け

・少数株主が起こした訴訟について、５月２日に控訴院判決。当該時点で、フランス政府はEDFの株式資本の95.94%を保有していた。

ファイナンス

・フランス政府がOCEANE転換社債の40%を株式転換（約960百万ユーロ）

2023年の目標の確認（*2023年１月１日現在の連結範囲および為替レート、ならびに一定の規制環境および税制環境下に基づき、CSPE（公共電力サービス拠出金）による15%の料金上限に係る資金調達を考慮し、またフランスの原子力発電量が300TWhから330TWhになるという発電計画を前提とした場合*）

純負債／EBITDA倍率：３倍以下

調整後の実用的な純負債額／調整後のEBITDA倍率（*一定のスタンダード・アンド・プアーズの方法による。*）：4.5倍以下

セグメントごとの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の 成長率
フランス－発電と供給	12,938	23,039	78.1%
フランス－規制業務	6,000	6,363	6.1%
EDF Renewables	506	535	12.1%
Dalkia	1,992	2,162	6.8%
Framatome	738	954	26.7%
英国	3,429	7,156	114.0%
イタリア	7,001	5,914	-16.3%
その他国外	1,497	1,887	25.1%
その他事業	3,408	2,938	-12.0%
セグメント間消去	*△1,926*	*△3,187*	-
グループ合計	**35,583**	**47,761**	**34.6%**

売上高は、セグメント間消去前のセグメントごとの内訳で表示されている。

・フランス－発電と供給

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**12,938**	**23,039**	**78.1%**

売上高の大幅な増加は、主に、以下の有利な価格効果によるものである。
・2023年２月１日に実施された平均15%の規制料金引上げ（税込み）、およびエネルギー価格の高騰を背景とした市場販売顧客向けの販売価格引上げの影響は、推定5.6十億ユーロである。
・購入義務の販売による価格効果は推定３十億ユーロである（EBITDAへの影響はなかった。）。
・最後に、価格の上昇は、アグリゲーターの売上高およびガス売上高に1.2十億ユーロのプラスの影響を及ぼした。EBITDAへの影響は極めて限定的であった。

・フランス－規制業務（*Enedis、ÉSおよびフランス島部業務を含む。*）

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**6,000**	**6,363**	**6.1%**

売上高の増加は、主に、料金の引上げに伴うプラスの価格効果（Enedisについては、2022年８月１日のTURPE６配電料金指数における＋2.26%を含む。）によるものである。これらの効果は、消費量の減少に伴う企業用市場および住宅用市場での配電量の減少により、一部相殺された。

・EDF Renewables－再生可能エネルギー
当グループの再生可能エネルギー事業（フランスにおける水力発電量を除く。）

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**845**	**894**	**9.1%**

売上高の増加は、主に、2022年に稼働した容量により、発電量が5.3%増加したことによるものである。

EDF Renewables

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**506**	**535**	**12.1%**

売上高の増加は、主に、2022年の発電所稼働により発電量が5.6%増加したこと、ならびにフランスおよび米国の風力発電所における有利な価格効果によるものである。ただし、かかる増加は、英国における不利な価格効果によって一部相殺された。

・Dalkia－エネルギー・サービス事業

エネルギー・サービス事業グループ（*当グループのエネルギー・サービス事業は、Dalkia、IZI Confort、IZI Solutions、Sowee、IziviaならびにEDF Energy、Edison、LuminusおよびEDF SAのサービス業務からなる。これらのサービスは、特に、街路照明、暖房ネットワーク、現地資源を利用する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からなる。*）

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**2,474**	**2,727**	**9.3%**

売上高の増加は、主に、DalkiaおよびEdisonにおける売上高増加によるものである。

Dalkia

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**1,992**	**2,162**	**6.8%**

売上高の増加は、商業的なモメンタムおよび2023年度第１四半期を通じてのコジェネレーション施設の操業（2022年、Dalkiaは、冬期料金期間の短縮により想定より早期に供給停止となったことによる影響を受けていた。）、ならびに有利な価格影響によるものである。

・Framatome

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**738**	**954**	**26.7%**
EDFグループ売上高への寄与	**435**	**494**	**9.2%**

米国における燃料の売上高増加およびドイツにおけるオルキルオト３プロジェクトに関連するサービスが、グループ売上高の増加に寄与した。

Framatomeは、将来のEPR２発電所向けの原子炉容器製造事業の一部をフランスに移転するため、2026年までに100百万ユーロの投資を行うことを発表した。

・英国

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**3,429**	**7,156**	**114.0%**

売上高の増加は、主に、エネルギー価格ならびに電気およびガスの販売料金の引上げによるものである。

さらに、ヘイシャム１およびハートルプールの原子炉の耐用年数が２年延長され、2026年３月までとなった（*予定日は、＋／－１年調整される可能性がある。最終的な日程は、EDFおよび独立規制機関である原子力規制局による定期黒鉛検査の結果の評価によって決定される。*）。

・イタリア

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**7,001**	**5,914**	**-16.3%**

ガス事業の売上高における1,343百万ユーロの減少は、主に、卸売市場および下流部門市場の販売量へのマイナスの影響によるものである。これより程度は少ないが、価格効果も不利に働いた。

しかしながら、発電事業では、卸売市場における売上高の増加および価格の上昇が、売上高に184百万ユーロのプラス効果をもたらした。

再生可能エネルギーの純容量は、2023年３月末現在で601MW（*Edisonの範囲内*）となった。

・その他国外

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**1,497**	**1,887**	**25.1%**
うちベルギー	*1,243*	*1,667*	*34.0%*
うちブラジル	*185*	*158*	*-20.0%*

ベルギー（*LuminusおよびEDF Belgium*）における売上高の増加は、主に、有利な価格効果によるものである。この増加は、住宅用市場におけるガスおよび電気の消費量の減少により、販売量がマイナスの影響を受けたことにより一部相殺された。

2023年３月末現在の風力発電の純容量は620MW（*Luminusの範囲内*）となった。

ブラジルにおける売上高の減少は、主に、2022年度第１四半期には良好な市況によって後押しされていたスポット市場における売上高の減少によるものである。

コートジボワールでは、初のバイオマス燃料発電所であるビオヴェアの建設が開始された。同発電所は、2025年より、年間350GWhを発電し1.7百万人に電力を供給する予定である。このプロジェクトにより、25年間の委託期間にわたり4.4百万トンの二酸化炭素が削減される。

・その他事業

(単位：百万ユーロ)	2022年度 第１四半期	2023年度 第１四半期	本業の成長率
売上高	**3,408**	**2,938**	**-12.0%**
うちガス事業	*2,747*	*1,504*	*-45.2%*
うちEDF Trading	*563*	*1,382*	*147.6%*

ガス事業の売上高の大幅な減少は、卸売価格（－785百万ユーロ）および販売量（－458百万ユーロ）の減少によるものである。ダンケルクのLNGターミナルにおける事業は、暖冬により消費量が減少したため、その重要性は低下した。

EDF Tradingの売上高は、エネルギー商品市場の不透明感が続く中、主に欧州において引き続き増加した。

2022年業績発表後における主なプレスリリース（*EDFの全プレスリリースの一覧は、当社のウェブサイト（www.edf.fr）にて入手可能である。*）

ガバナンス

・カロリーヌ・シャナヴァ氏の人事担当執行副社長への任命（2023年４月13日付プレスリリースを参照。）

・ブリス・ボユオン氏のEDFグループ執行委員会への任命（2023年３月14日付プレスリリースを参照。）

再生可能エネルギー

・カルヴァドス洋上風力発電所の操業開始および維持管理拠点の稼働、ならびにウイストルアム外港の整備開始（EDF Renewablesの2023年４月12日付プレスリリースを参照。）

・EDF RenewablesおよびMaple Powerが、フランス政府による第４回洋上風力発電入札を落札し、フランス・ノルマンディー沖の１ギガワットのプロジェクトを確保（2023年３月27日付プレスリリースを参照。）

・L'Oréalグループは、フランスにおいて、2025年までに全拠点でカーボン・ニュートラルを達成するという目標に貢献するため、EDFグループと複数の契約を締結（2023年２月21日付プレスリリースを参照。）

原子力

・複数の原子炉における主要一次回路の一部補助回路において検出された応力腐食現象に関する説明（2023年４月26日付プレスリリースを参照。）

・EDF、基本設計段階に入ったSMR開発を促進するため、子会社NUWARDの設立を発表（2023年３月30日付プレスリリースを参照。）

・複数の原子炉における主要一次回路の一部補助回路において検出された応力腐食現象に関する説明（2023年３月16日付プレスリリースを参照。）

・EDF、ヘイシャム１およびハートルプールの発電所の継続稼働計画を確認（EDF Energyの2023年３月９日付プレスリリースを参照。）

・EDF、Edison、Ansaldo EnergiaおよびAnsaldo Nuclearが、新規原子力開発に関する合意書を締結（2023年３月６日付プレスリリースを参照。）

Enedis

・エネルギー移行：Enedisが、将来の「電力網開発計画」の準備作業を公開（Enedisの2023年３月13日付プレスリリースを参照。）

ファイナンス

・EDFの2024年満期OCEANE債の40%の転換（2023年２月28日付プレスリリースを参照。）

石炭

・ウェスト・バートンＡの発電終了（EDF Energyの2023年２月28日付プレスリリースを参照。）

(iii) 2023年５月２日－少数株主により提起された、AMFによる認可決定の無効化を求める訴えを棄却するパリ控訴院の判決－EDFの持分証券に対する簡易公開買付けの再開

2023年５月２日にパリ控訴院は、フランス政府が開始したEDFの持分証券の簡易公開買付け（本公開買付け）に関するフランス金融市場監督局（*Autorité des Marchés Financiers*またはAMF）の認可決定の無効化を求めて従業員持株会（*Actions EDF*）、非営利団体のエネルギー活動協会（*Énergie en Actions*）および少数株主擁護協会（*Association de Défense des Actionnaires Minoritaires*）が提起した訴えを棄却した。

その後、AMFは、2023年５月２日に発表した通知において、フランス政府との誓約に基づき（*2023年２月８日付プレスリリースを参照。*）、2023年５月４日から2023年５月17日（当日を含む。）までの10取引日の期間に本公開買付けが再開されることを示した。AMFが発表した通知は、AMFのウェブサイト（www.amf-france.org）で入手可能である。

当該期間後、フランス政府は、EDFの株式およびOCEANE債のスクイーズアウト手続を実施するための法的および規制上の条件が満たされるため、かかるスクイーズアウト手続の実施を要請する。

(iv) 2023年５月16日－EDFグループ、柔軟性および再生可能エネルギー管理を強化するAgregio Solutionsを立上げ

EDFグループは、再生可能エネルギー源の電力システムへの統合を推進する一環として、既存の子会社であるAgregioおよびEDF Store & Forecastの２社を合併し、Agregio Solutionsを設立した。Agregio Solutionsは、EDFの完全子会社である。同社は、グリーン発電（風力、太陽光およびバイオガス）、消費（削減）ならびに貯蔵の5,000か所の施設からなる６GW超の分散型エネルギー資産を集約している。

二酸化炭素排出量の削減には、発電に断続性のある再生可能エネルギーの急速な開発が必要である。Agregio Solutionsは、顧客がこの断続性を管理し、これらのエネルギー源を最大限に活用するための支援を行っている。また、同子会社は、需要側の柔軟性（消費削減）および電力貯蔵システムによって、その変動性を補うソリューションも開発している。

Agregio Solutionsは、フランスにおける分散型エネルギー資源のアグリゲーションにおけるトップ企業の１つである。同子会社は、欧州におけるトップ企業の１つとなることを目指している。

Agregio Solutionsの製品は、再生可能エネルギー事業者（主に風力および太陽光）を対象としており、以下により、その発電の価値を高める。

・計画発電量と実際の発電量との間の差に伴うリスクを管理し、発電量を電力卸売市場で販売することができる。

・Corporate Power Purchase Agreement（企業用電力購入契約）と称する契約により、産業分野であるかサービス分野であるかを問わず、最終消費者に直接発電量を販売することも可能である。

Agregio Solutionsは、再生可能エネルギー発電の変動性を相殺するために、消費慣行の監視または電池への蓄電を目的とした、さまざまな電力の柔軟性に関する製品も開発している。

Agregio Solutionsは、産業分野およびサービス分野の企業向けの消費削減サービスも提供している。産業分野およびサービス分野の企業は、電力消費を延期または調整することで需給バランスの緊張時に電力システムのバランスを取ることに貢献した場合に、報酬を支払われる。

最後に、Agregio Solutionsは、以下により、投資家向けに貯蔵プロジェクトの開発を支援している。

・数十メガワットの貯蔵が可能な定置型蓄電池システム「Storbox」の設置。スマートなEnergy Management System（エネルギー管理システム）により、顧客は、太陽光で発電した電力の自家消費を増やす等、エネルギー使用を最適化することができる。
・電力システムに接続された大型電池を最も効率的に使用するためのソリューションの提案

(ｖ) 2023年５月18日－EDFは額面金額３十億米ドルおよび500百万カナダ・ドルのマルチ・トランシェ・シニア債の発行に成功したことを発表した

2023年５月17日、EDF（S&P BBB 安定的／ムーディーズ Baa1 ネガティブ／フィッチ BBB+ 安定的）は５つのトランシェのシニア債を額面金額３十億米ドル（「米ドル債」）および500百万カナダ・ドル（「カナダ・ドル債」）で発行した。

・５年満期、固定クーポン5.700%の１十億米ドルの債券
・10年満期、固定クーポン6.250%の１十億米ドルの債券
・30年満期、固定クーポン6.900%の１十億米ドルの債券
・７年満期、固定クーポン5.993%の300百万カナダ・ドルの債券
・30年満期、固定クーポン6.492%の200百万カナダ・ドルの債券

EDFは、負債証券およびその他の種類の証券を積極的に発行している。EDFは、シニア債、ハイブリッド債および／またはその他の種類の証券を追加発行する機会を伺うため、定期的に資金調達の必要性を評価し、国内外の金融市場を監視している。

米ドル債の決済および引渡しは、ルクセンブルグ証券取引所が運営するユーロMTFの多角的取引システムにおいて当該米ドル債の取引が認められる日である2023年５月23日に行われる。カナダ・ドル債の決済および引渡しは、2023年５月23日に行われる。

これらの取引により、当グループは、バランスシートの構造をさらに強化するとともに、今後予定されている満期を迎える債券の借換えを行うことができる。

米ドル債およびカナダ・ドル債の予想格付けは、BBB／Baa1／BBB+（S&P／ムーディーズ／フィッチ）である。

(vi) 2023年５月23日－EDFの持分証券に対する簡易公開買付け再開後の結果

2023年５月23日、フランス金融市場監督局（*Autorité des Marchés Financiers*またはAMF）は、2023年５月４日から2023年５月17日までの期間に再開されたEDFの持分証券の簡易公開買付け（本公開買付け）の結果につき、公表した。

本公開買付けの再開期間の終了後、フランス政府はEDF株式3,908,590,275株（（*EDFの自己株式888,511株を除く*）EDFの株式資本の97.69%、議決権の98.04%以上に相当）およびOCEANE債130,829,543個（OCEANE債の発行残高の99.97%に相当）を保有することになる。

AMFが発表した再開後の本公開買付けの結果に関する通知は、AMFのウェブサイト(www.amf-france.org)で入手可能である。

ユーロネクスト・パリが公表したスケジュールに従い、再開後の本公開買付けの払込みは2023年５月25日に行われる。

EDF株式およびOCEANE債のスクイーズアウト手続を実施するための法的および規制上の条件が満たされたため、フランス政府はかかるスクイーズアウト手続の実施を要請する旨、ここに再度報告する（*2023年５月２日付プレスリリースを参照*。）。

EDF株式およびOCEANE債の取引は、スクイーズアウトが実施されるまでの間、2023年５月18日から停止されている。

(vii) 2023年５月24日－EDFの2024年満期OCEANE債の転換

フランス政府は、EDFのOCEANE債（ISIN FR0013534518）の新株予約権130,784,645個を行使して、株式へ転換する要請を行った。

同日現在のOCEANE債の交換比率または転換比率が新株予約権１個につき1.2890株であることを踏まえ、この転換により、168,581,407株が新規に発行される（*https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4161/PR-Update-OCEANE-conversion-ratio.pdf*、*https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4721/PR_Conversion-ratio-adjustement-V08.02.pdf* および *https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/5211/PR-OCEANE-due-2024-reopening-of-the-simplified-public-tender-offer-filed-by-the-French-State-and-adjustment-of-the-conversion-exchange-ratio.pdf* を参照。）。

その結果、額面総額84,290,703.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は1,345,185,461.49ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して、2,000,466,841ユーロから2,084,757,544.50ユーロとなり、4,169,515,089株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。

これにより、1,429,476,169.85ユーロ相当の債券が減少することとなる。増資はEDFのバランスシート構造を強化し、必要に応じてハイブリッド劣後債の一部の借換えを可能にするものである。

(viii) 2023年６月６日－EDFは米ドル建ての新規ハイブリッド債を発行し、発行済みの米ドル建てハイブリッド債に対する公開買付けを開始する意向である

EDFは、米ドル建ての永久劣後債（新債券）を新たに発行する意向を表明した。

EDFはまた、2024年１月22日にEDFの選択により最初の償還が行われる1,500,000,000米ドルのリセット永久劣後債（144A／Reg S ISIN：US268317AM62／USF2893TAM83）（本債券）のすべてを購入するための公開買付け（本公開買付け）を開始する。現在、1,500,000,000米ドルのリセット永久劣後債が発行済みであり、ルクセンブルグ証券取引所の規制市場で取引が認められている。本公開買付けは、2023年６月６日付の買付提案（買付提案）に記載された条件に基づいて行われ、買付提案に詳述された買付制限に従うものとする。本公開買付けに適正に応募された債券の決済は、EDFが提案する新債券の発行が完了することを条件とする。

本公開買付けに基づき償還される本債券の額面金額と新債券の発行額面金額との間に差額が生じた場合、資本内容を考慮して、2023年５月24日に転換されたEDFの新株（*https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/conversion-of-edf-oceanes-due-2024を参照。*）および／または既存株式との交換可能な債券によって相殺される。

本公開買付けの結果は、2023年７月７日に発表される予定である（当該発表日は本公開買付けの延長、撤回、終了または修正により変更される可能性がある。）。

(ix) 2023年６月８日－EDFの持分証券のスクイーズアウト手続の実施

フランス政府の申請によりEDFの持分証券の簡易公開買付け（本公開買付け）が再開されたことを受け（*2023年５月23日付プレスリリースを参照。*）、また、2023年５月26日にフランス金融市場監督局（*Autorité des Marchés Financiers*またはAMF）が公表した通知に従い、EDF株式およびOCEANE債のスクイーズアウト手続が2023年６月８日に完了した。

スクイーズアウト手続の実施により、本公開買付けで応募がなかった証券はフランス政府に譲渡され、ユーロネクスト・パリのEDF株式およびユーロネクスト・アクセスのEDFのOCEANE債は上場廃止となった。フランス政府は現在、EDFの全株式資本および議決権を保有している。

その結果、EDFの元株主は2023年度の年次株主総会に参加する権利を有しない（*2023年５月10日付Bulletin des Annonces Légales Obligatoiresに掲載された招集通知を参照。2023年度の年次株主総会に招集される株主は、Upteviaから送付される電子メールまたはEDFのウェブサイトを通じて通知される。*）。

エネルギー移行の観点からも、当該オペレーションは、カーボンフリーな電力の生産およびより効率的なエネルギー供給のための顧客支援におけるEDFの重要な役割を確認するものである。

(x) 2023年６月９日－EDFは2023年６月６日に発表した額面金額1.5十億米ドルのハイブリッド債の発行および現金による債券購入のための公開買付け（*2023年６月６日付プレスリリースを参照。*）の成功を発表した

2023年６月８日、EDF（S&P BBB 安定的／ムーディーズ Baa1 安定的／フィッチ BBB+ 安定的）は、1.5十億米ドルの米ドル建て永久劣後債の発行に成功したことを発表した。当該永久劣後債（新債券）は当初クーポン9.125%でEDFの裁量による最初の繰上償還日を10年後の2033年とする。

EDFは、（ｉ）10年後に予定されている最初の金利リセット日に先立つ３か月間（それ以降は５年ごと）、（ii）格付方法、会計事象もしくは特定の税制変更の発生時、または（iii）メークホール条項（*メークホール条項は、EDFがすべての発行済み新債券を早期償還することを可能にする。当該早期償還の価格は、早期償還日による。*）に従い、いつでも新債券を現金に償還することができる。

EDFは、ハイブリッド債が永続的にEDFの資本構造の一部となると認識している。当該取引は、EDFの発行済みハイブリッド債の積極的な管理の一環であり、かかる募集により得られた利益の全部または一部は、米ドル建て永久劣後債（144A／Reg S ISIN：US268317AM62／USF2893TAM83）（*2023年６月６日付プレスリリースを参照。*）の償還および当グループの一般的な企業目的のために割り当てられる。

新債券の決済および引渡しは、ルクセンブルグ証券取引所（ユーロMTF）が運営する多角的取引システムにおいて当該新債券の取引が認められる日である2023年６月15日に行われる。また、新債券はB+／Ba1／BBB-（S&P／ムーディーズ／フィッチ）の格付けを付与され、エクイティコンテンツは50%となる見込みである。

（xi）2023年６月13日－EDFの残存する2024年満期OCEANE債の転換

フランス政府は、2023年６月８日に実施されたスクイーズアウトの後（*https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/implementation-of-the-squeeze-out-procedure-in-respect-of-the-equity-securities-of-edf*）、EDFの残存する最後のOCEANE債（ISIN FR0013534518）の新株予約権80,298個を行使して、株式へ転換する要請を行った。

同日現在のOCEANE債の交換比率または転換比率が新株予約権１個につき1.2890株であることを踏まえ、この転換により、103,504株が新規に発行される（*https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4161/PR-Update-OCEANE-conversion-ratio.pdf*、*https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/4721/PR_Conversion-ratio-adjustement-V08.02.pdf*および*https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/5211/PR-OCEANE-due-2024-reopening-of-the-simplified-public-tender-offer-filed-by-the-French-State-and-adjustment-of-the-conversion-exchange-ratio.pdf*を参照。）。

その結果、額面総額51,752ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は825,903.68ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して、2,084,757,544.50ユーロから2,084,809,296.50ユーロとなり、4,169,618,593株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。

これにより、877,657.14ユーロ相当の債券が減少することとなる。増資はEDFのバランスシート構造を強化し、必要に応じてハイブリッド劣後債の一部の借換えを可能にするものである。

４【経営上の重要な契約等】

フランス商法第L.225-38条において言及される規制対象となる契約に関する情報は、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2022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)2020事業年度および2021事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2020年12月31日および2021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、2022年*Document d'Enregistrement Universel*、2021年*Document d'Enregistrement Universel*および2020年*Document d'Enregistrement Universel*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) 2022年に締結された重要な契約

2022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の完全子会社であるEDF Trading Limitedが、EDF Trading North Americaの小売事業であるEDF Energy Services LLC（EDFES）の株式資本100%をBPに売却する契約（2022年９月12日付）
・EDFが保有するオランダのスローCCGT発電所（870MW）の持分を、チェコの発電事業者・送電網事業者であるEPHに売却する契約（2022年９月27日付）
・DalkiaおよびEDFグループの子会社であるImtechが、SPIE UKを買収するための契約（2022年10月27日付）
・EDFがGE Stream Powerの従来型原子力発電所アイランド事業を買収するための契約（2022年11月４日付）
・DalkiaおよびEDF Energyの子会社であるImtechが、アイルランドの子会社Suir Engineering Ltdの資本金の100%を英国の株式ファンドDuke Streetに売却するための契約（2022年11月11日付）

(２) 2021年に締結された重要な契約

2021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とAREVAとの間で締結した、2017年に締結されたFramatome買収契約および当該買収に先立つ両社の商業関係に関連するすべての紛争を解決するための和解契約（2021年６月29日付）

(３) 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）

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も行われている。これらの活動は補完的なものであり、かつ当グループのレゾンデートルおよび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、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。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の研究開発部門のフランス国内の従業員数は1,747名であり、これに加えて博士課程の学生128名およびワークスタディー・プログラムの学生90名が在籍する。また、世界45か国から227名の現地契約社員を雇用し、また16名の海外駐在員を雇用している。

EDFの研究開発部門は、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、パリ・サクレーのキャンパスのパレゾーに所在する。

EDFの研究開発部門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。

研究開発部門による研究は、以下の４つの優先事項に重点を置いている。

・電力を通じた顧客による消費の脱炭素化
・発電手段のパフォーマンスの増強
・将来的な電力システムの創造
・デジタル変革の促進

2022年、EDFグループの研究開発予算総額は649百万ユーロであった。これは、主に473百万ユーロに及ぶEDF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開発から構成される。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99%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。

（１） 研究開発プログラム

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。EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策を提供し、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において世界をリードする産業グループとなることに貢献している。

Enedisに代わり行わ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いている。EnedisもまたEDFとは別に、独自の研究開発プログラムを進めている。

①　電力を通じた顧客による消費の脱炭素化

2022年、ウクライナ紛争によるガス不足および応力腐食による電力不足のリスクがある中でのエネルギー危機は、企業、自治体および国内顧客との関係に多大な影響を及ぼした。春には、顧客の「節電」の取組みを強化し、柔軟な運用が可能な要素を最大限に活用するための取組みが開始された。

企業用顧客市場では、エネルギー効率化プロジェクトの推進を維持した。EDFの大口顧客部門の支援のため、研究開発チームによって約100のプロジェクトの研究が行われた。また、研究開発部門のさまざまな分野での専門性を活かし、営業担当者が負荷削減および消費の時間帯を遅らせることの観点から最も有望な分野である5,000㎡未満のサービス業の建物、卸売業者、物流倉庫等に注力することができるように、スクリーニングの詳細が提供された。

国内顧客市場では、研究開発部門は、「下げよう、切ろう、遅らせよう」キャンペーンの支援に従事した。具体的な電気の利用法に関する知識ベースが、冬を通じて顧客に提案された省エネのヒントの説明およびその効果の評価に活用された。また、SMACH（マルチ・エージェント型人間行動シミュレータ）と呼ばれるソリューションを使用して、昼のオフピーク時間の信号を午後12時30分のピーク時に停止させることの効果を促進し、検証した。

②　発電手段のパフォーマンスの増強

原子力発電、水力発電および化石燃料火力発電の分野において、EDFの研究開発部門は、以下の手段や方法の開発を行っている。

・発電資源の安全性の向上
・その耐用年数の最適化
・発電実績および環境への影響の改善

(ⅰ) 当グループの炭素排出量の少ない原子力発電の増強および維持管理

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。研究開発部門は、原子力発電所の耐用年数を60年超に延長するための技術的障害を特定することを目的とした、大規模なプログラムを開始した。このプログラムでは、安全性を確保しながら耐用年数を決定および延長するために、利用可能なテスト・リソースを用いて、制約をより適切に評価し、また研究、分析および実験を行うことも目的としている。

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とのパートナーシップで研究開発に取り組んでおり、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「将来の原子力発電所」イニシアチブを推し進めている。

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。

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の実験の成功に後押しされ、EDFの研究開発部門は、2020年に「デジタル・リアクター」プロジェクトを開始した。このプロジェクトは順調に進行しており、原子炉物理学の分野において重要な成果を生み出している。同プロジェクトは、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ため、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）を結集させている。

研究開発部門では、原子力業界のその他の利害関係者との強固なパートナーシップに基づく関係を引き続き優先しつつ、デジタル・イニシアチブの開発を進めている。その結果、フランス・ルランス計画の支援を受けた、以下の２つの新たなプロジェクトが立ち上げられた。

・特に小型モジュラー炉における原子力発電制御室のプロトタイプの早急な製造を目的としたICAREXプロジェクト
・機械工学計算の産業プラットフォームから恩恵を享受するためのMECANUMプロジェクト

また、EDFの研究開発部門では、価値の高い原子力設計計算手法の開発を行っている。Framatomeと共同で、Odyssée炉心設計計算法を開発した。このプロジェクトは、より優れた効率的な原子炉の炉心計算を可能にすることを目的としており、稼働中の発電所および新規原子炉の両方に利益をもたらすものである。

Framatome

Framatomeの研究開発部門は、原子力蒸気供給システム、原子力機器およびサービスならびに原子力燃料の設計者および供給者としての活動において、最高水準の安全性とパフォーマンスを実現するために、最先端の技術を習得することを目指している。

この研究開発活動は、主にFramatomeの開発チームおよび技術センター内で、EDFの研究開発部門と協力して行われている。

国際的なパートナーシップも立ち上げられた。

(ⅱ) 再生可能エネルギー、貯蔵および水素の開発支援

主要な研究方法は、フランス国内外における再生可能エネルギーの開発の支援に関するものである。再生可能エネルギー、貯蔵および水素に関するEDFの研究開発部門の目標は、以下のとおりである。

・有意な競争優位性を提供する技術的な進歩を確認すること
・産学および新興企業と連携して、最も有望な技術の産業的な生成を促進すること

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、蓄熱、熱化学蓄熱、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、幅広く低炭素水素技術および貯蔵ソリューションに関する研究を行っている。

洋上風力発電の分野においては、研究開発部門は、固定式および浮体式の洋上タービンの流体力学的かつ機械的な規模決定のための具体的なモデリング・ツールを開発した。

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) 発電所の環境性能

気候変動、生物多様性の著しい減少および地球上の限られた資源は、低炭素エネルギー構成についての当社の選択を合理化する。研究開発部門の取組みの目標は以下のとおりである。

・規制環境変更の実施方法の決定に貢献すること
・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（BAT）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
・例えば、将来の気候変動を踏まえて地域の水資源の利用可能性および品質の変化を予測し、発電所の放熱板の頑健性について評価することにより、気候変動の予測および影響に適応すること
・地域を含む、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

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。かかる野心的な研究プログラムは、EDFの発電資源が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しており、発電所周辺の生物多様性を継続的に改善している。

研究開発部門は、2022年初頭から、気候変動に直面する原子炉の適応プロジェクトにも貢献している。

③　将来的なエネルギー・システムの創造

欧州における低炭素経済へのエネルギー移行は、とりわけ配電網における変動型および分散型の再生可能エネルギーの強力な統合が条件である。かかる統合には、より多くの利害関係者をともなう、さらに分散した電力システムを管理するための、より高性能な電力システムまたはスマート・グリッドの開発が求められる。主要な課題は、技術的、経済的および規制上のものであり、以下のような新たな課題への取組みが含まれる。

・送電網および欧州域内を結ぶ電力網の開発ならびに送電の最適化を目的とした欧州の卸売市場との連携強化
・地域のエネルギー流量の管理および電力網のために、再生可能エネルギーを利用する断続的な発電源を管理し、電力システムにおいてかかる発電源の導入に対する制限を緩和すること
・発電構成および送電網の要件の最適化ならびにその方法の柔軟性および構造を検討することにより電力の新しい利用方法を統合すること
・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

これらの課題には、送配電網の材料、発電および蓄電の方法、通信機能性および手順、制御素材および手法、さらには消費の経済性、電力サービスならびに関連する市場についての取組みが求められる。

④　デジタル変革の促進

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。

・人工知能、量子コンピュータ、モノのインターネット、5G通信を含むモバイル・ネットワーク、産業システムのサイバー・セキュリティ、ブロックチェーン、仮想現実などの成長が著しい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
・EDFの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

⑤　EDFの国際的な科学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いる。その目的は、EDFグループの重要な課題の中核となる分野で世界最高レベルに達すること、社内のスキルを補完すること、および学術研究をEDFグループにとって重要な研究開発へと方向付けることである。

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

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）である。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20の共同研究所および共同チームを設置した。これらには、FiME（*Finances et marches énergies*（エネルギー金融およびエネルギー市場））、GIS SEISM（地震）ならびにSEIDO（モノのインターネットおよびサイ

バー・セキュリティ）が含まれる。また、多くの産学パートナーとともに、LARTISSTE（統計的学習および不確実性処理）と称する新たなチームも設立された。研究開発部門は、これらのパートナ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。

さらに、Naval Group、INERIS、INRIA、Telecom Paris、IPP（パリ工科大学）およびENSパリ・サクレーを含む、さまざまな産学関係者との間でパートナーシップ枠組契約が締結されている。

その他の進展は、パリ・サクレーのキャンパスのエコシステムにおける、以下のいくつかのパートナーシップを含む。

・サントラル・スペレック、ENSパリ・サクレー、CNRS、BRGMおよびEDFからなる地震に関するSEISM科学利益グループ
・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

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、エネルギー効率化に取り組むエフィカシティ、未来の電力ネットワークを専門とするスーパーグリッド研究機構、電気モビリティに取り組むヴェデコム、さらにはパリ・サクレー研究ハブの中心部に位置するIRT SystemXなどのフランスの「将来への投資」イニシアチブの一環として導入された、エネルギー移行機関（ITE）に関与している。

EDFグループは、原子力部門の当事者同士を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。

EDFはまた原子力のNugeniaおよびSNETPならびに貯蔵の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。

ドイツ

2000年代初頭、EDFはカールスルー工科大学（KIT）とともに、EIFERとして知られるヨーロッパ経済利益グループをドイツに設立した。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、地域の分散型エネルギー・システム、持続可能な都市および地域、地熱エネルギー、合成燃料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。

英国

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、以下のいずれの場合についても、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。

・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による複数の原子炉の閉鎖予定の発表に続く廃炉作業）
・新しいプロジェクト（特に現地の環境問題を解決することを目的とした、HPCプロジェクトの開始を含む。）

かかるセンターは、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、ブロックチェーンおよび洋上風力発電所プロジェクトに全力を注いでいる。

イタリア

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。同チームは、特に太陽光発電、電気自動車およびデジタル技術に注力している。従業員および研究所は、主に２つのイタリアの工科大学（ミラノおよびトリノの工科大学）のイノベーション・スペースに所在しており、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根付かせている。

アジア

北京に所在するセンターは、スマート・グリッドおよび原子力施設に関する、パートナーによる中国国内での大規模なデモ（CGN、CNNCおよび国家電網によるもの等）に参画する際には貴重な資産となる。また、中国の高度な積層製造（*積層製造とは、より一般的には「3Dプリンティング」として知られ、デジタル・オブジェクトから材料を付加して物理的なオブジェクトを製造することに関連するすべての工程をいう。*）によるエコシステムの恩恵を受けている。2022年、かかるセンターは、中国政府が決定した市場緩和の一環として、EDFの中国子会社が現地パートナーとともに設立した電力取引プラットフォームを納

入した。かかるセンターはまた、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ける、EDF Chinaの商業活動も積極的に支援している。

シンガポールの研究開発センターは、シンガポール沖のセマカウ島において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る。また、同センターは、学術パートナーおよび現地企業とともに、以下のようなさまざまなプロジェクトに取り組んでいる。

・東南アジア小地域での電力相互接続に関する実行可能性の検討
・シンガポールでの電気モビリティ・プロジェクト
・産業ハブのためのグリーン水素製造プロジェクト

米国

EDFグループは、この数年間に、シリコンバレーに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。同センターは、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している。この研究所の研究分野には、以下が含まれる。

・北米のEDF Renewables子会社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
・米国内における当グループの事業ユニットの開発プロジェクト選定のための市場設計
・米国内における当グループの新しい事業モデルの評価

(2) 知的財産方針

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。このため、特許ポートフォリオの拡充は、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の優先課題となっている。このポートフォリオは、特許ならびに裁判所が認定したソフトウェアおよびノウハウの両方から構成されている。

2022年末現在において、EDFグループおよびEnedisのポートフォリオには、740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、2,189件の所有権によって保護されている。EDFは、2022年に53件の特許申請を行った（2021年は49件）（*Enedisは３件の特許申請を行った。*）。

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】

2022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「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】

(2022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	3,887,718,420株	219,579,139株＊＊

＊　フランス法の下では、授権株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

＊＊ 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り、転換比率または交換比率は随時調整されることを条件とする。2023年２月28日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権87,831,655個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、113,215,003株が新規に発行される。その結果、額面総額56,607,501.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は903,392,484.15ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,000,466,841ユーロとなり、4,000,933,682株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。2023年５月24日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権130,784,645個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、168,581,407株が新規に発行される。その結果、額面総額84,290,703.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は1,345,185,461.49ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,084,757,544.50ユーロとなり、4,169,515,089株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。2023年６月13日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権80,298個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、103,504株が新規に発行される。その結果、額面総額51,752ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は825,903.68ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,084,809,296.50ユーロとなり、4,169,618,593株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。

②【発行済株式】

(2022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	3,887,718,420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】

(2022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拠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29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
2021年 6月30日	57,908,528株 (増加)	3,157,832,107株	(増加)	1,578,916,053.50	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
2021年 12月２日	80,844,641株 (増加)	3,238,676,748株	(増加)	1,619,338,374	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
2022年 4月７日	498,257,960株 (増加)	3,736,934,708株	(増加)	1,868,467,354	優先引受権による増資
2022年 6月７日	131,545,635株 (増加)	3,868,480,343株	(増加)	1,934,240,171.50	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
2022年 7月25日	18,100,741株 (増加)	3,886,581,084株	(増加)	1,943,290,542.00	優先引受権の消却を伴う現金による増資

2022年 12月31日	1,137,336株 (増加)	3,887,718,420株	(増加)	1,943,859,210	OCEANE債の株式への転換

＊　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、2022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、転換比率または交換比率は随時調整されることを条件とする。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。2023年２月28日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権87,831,655個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、113,215,003株が新規に発行される。その結果、額面総額56,607,501.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は903,392,484.15ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,000,466,841ユーロとなり、4,000,933,682株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。2023年５月24日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権130,784,645個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、168,581,407株が新規に発行される。その結果、額面総額84,290,703.50ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は1,345,185,461.49ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,084,757,544.50ユーロとなり、4,169,515,089株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。2023年６月13日にEDFは、フランス政府がEDFのOCEANE債の新株予約権80,298個を行使して、株式へ転換する要請を行ったことを発表した。この転換により、103,504株が新規に発行される。その結果、額面総額51,752ユーロの増資となり、EDFのOCEANE債の株式への転換によるプレミアム価額は825,903.68ユーロとなる。EDFの株式資本は増加して2,084,809,296.50ユーロとなり、4,169,618,593株（１株当たりの額面金額0.50ユーロ）からなる。

（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。

	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在		2020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)	3,460,481,557	89.01	2,716,550,741	83.88	2,593,960,583	83.68
機関および一般投資家	364,680,320	9.38	478,277,574	14.77	463,040,491	14.94
従業員	61,668,032(2)	1.59	42,673,879(3)	1.32	42,092,505(4)	1.36
自己株式	888,511	0.02	1,174,554	0.03	830,000	0.02
合計	**3,887,718,420**	**100**	**3,238,676,748**	**100**	**3,099,923,579**	**100**

(1)　EDFに対するフランス政府の持分には、Bpifranceが保有するEDF株式が含まれる。

(2)　この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.49%に相当する57,796,177株（EDFグループ貯蓄制度のFCPEの「Actions EDF」、「EDF Classique」および「EDF ORS」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、直接または管理者名義で保有される、ロックイン期間が存在しないかまたはロックイン期間が終了している資本金の0.10%に相当する約3.872百万株が含まれている。

(3)　この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.20%に相当する38,775,926株（EDFグループ貯蓄制度のFCPEの「Actions EDF」、「EDF Classique」および「EDF ORS」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、直接または管理者名義で保有される、ロックイン期間が存在しないかまたはロックイン期間が終了している資本金の0.12%に相当する約3.899百万株が含まれている。

(4)　この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.23%に相当する38,075,245株（EDFグループ貯蓄制度のFCPEの「Actions EDF」および「EDF ORS」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、直接または管理者名義で保有される、ロックイン期間が存在しないかまたはロックイン期間が終了している資本金の0.13%に相当する約4.017百万株が含まれている。

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EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは協働し、EDFの各株主総会前にお互いと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。

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。EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは、2021年６月に支払われた2020年の配当金について6,480,579株、2021年12月に支払われた2021年の中間配当について9,033,181株を受領した。2022年３月、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは、かかる15,513,760株すべてをフランス政府に売却した。EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは、2022年６月に支払われた2021年の配当金の残額として、12,357,234株を受領した。

当社の認識している限り、フランス政府およびEPIC（商工業公益企業体）である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。

フランス政府は、2018年の配当の残額、ならびに2019年、2020年および2021年に係る配当金を株式として受領することを選択した。フランス政府は2022事業年度および2023事業年度に係る配当金の誓約について更新した（*経済・財務・回復省による2022年２月18日付プレスリリースを参照。*）。

2022年12月31日現在、各種株主の株主総会における理論上および行使可能な議決権は、以下のとおりである。

2022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(%)
政府(*)	3,460,481,557	89.01	6,054,442,140	92.49	6,054,442,140	92.50
従業員による株式保有	61,668,032	1.59	96,231,268	1.47	96,231,268	1.47
個人および機関投資家による株式保有	364,680,320	9.38	394,777,428	6.02	394,777,428	6.03
自己株式	888,511	0.02	888,511	0.02	-	-
合計	**3,887,718,420**	**100**	**6,546,339,347**	**100**	**6,545,450,836**	**100**

(*) EDF株式資本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が保有するEDF株式が含まれる。

② 経営陣の交代に至る可能性がある契約

EDFの認識している限り、当社の経営陣の交代に至る可能性のある契約は締結されていない。

また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府によるEDFの資本保有割合は70%未満となることはない。

（５）【大株主の状況】

2022年12月31日現在、フランス政府は、EDFの資本の89.01%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。2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日にクローズしたフランス政府によるEDFの持分証券に対する簡易公開買付けの結果を公表した。本公開買付けの終了後、フランス政府はEDFの株式資本の95.82%、議決権の96.53%以上および発行済みのOCEANE債の99.96%を保有することになる（2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記２を参照。）。これにより、EDFの株式およびOCEANE債について強制的なスクイーズアウトに進むための条件が満たされた。AMFからの2023年１月25日付通知に示されているように、従業員持株ファンドである「Actions EDF」ならびに株主団体であるエネルギー活動協会（*Énergie en actions*）および少数株主擁護協会（*Association pour la défense des Actionnaires Minoritaires*）が、AMFによる本公開買付けの承認の無効化を求めて起こした訴訟に関するパリ控訴院の判決を待つ間、フランス政府は控訴院が本件の是非について判決を下すまで強制的なスクイーズアウトを行わないことを約束した。

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金および中間配当の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
2019年	3,050,969,626	0.15(2)	456,888,323.70(2)	2019年12月17日
2020年	3,099,923,579	0.21(3)	652,259,998.76(4)	2021年6月7日
2021年	3,736,934,708	0.58(5)	1,997,314,793.63(6)	2022年6月13日

(1) 自己株式控除後。

(2) 2019年12月17日に支払われた、2019年の中間配当である456,888,323.70ユーロは、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ユーロの残額の支払いから構成される。

(3) 配当金の増加からの恩恵を受ける株式については、2020年は0.231ユーロであった。

(4) 2021年６月７日に支払われた、2020年の配当の残りの652,259,998.76ユーロは、616,146,887.12ユーロの新株および36,113,111.64ユーロの現金から構成される。

(5) 配当金の増加からの恩恵を受ける株式については、2021年は0.638ユーロであった。

(6) このうち、2021年12月２日に支払われた、その年の中間配当の947,074,231.20ユーロは、898,992,407.92ユーロの新株、48,081,668.10ユーロの現金および155.18ユーロの残高の支払いから構成される。2021年の配当のうち、2022年６月13日に支払われた残りの1,050,240,562.43ユーロは、978,699,524.40ユーロの新株、71,540,908.35ユーロの現金および129.68ユーロの残額の支払いで構成される。

2022年５月12日に開催された株主総会では、2022事業年度に係る中間配当の実施について決議していない。

2023年２月16日の取締役会で、取締役会は、2022年12月31日に終了した事業年度について配当の支払いを実施しないことを、2022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る2023年６月14日開催の株主総会に提案することを決議した。

(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）会長兼最高経営責任者の任命および権限」および「第５　３（１）②（ⅳ）権限のバランス」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
取締役会および企業の社会的責任 勧告5.1： *「取締役会は、経営幹部からの提案に基づき、社会的・環境的責任に関する複数年にわたる戦略的方針を決定する。」* 勧告5.2： *「経営幹部は、どのように行動計画をもってこの戦略を実行するかおよびこれらの行動を実行するための時間軸を取締役会に提示しなければならない。経営幹部は、達成した結果を毎年取締役会に通知する。」*	2023年３月21日現在、取締役会は、当社の社会的・環境的責任に関する複数年にわたる戦略的方針の決定については、審議していない。	これらの勧告がフランスのAFEP-MEDEF規約に最近含まれたことを考慮すると、当社は、本書を提出する前にこれらを実施する立場にはなかった。これらの勧告は、2023年に実施されるものとする。	「第５　３（１）②（ⅸ）2022年度における取締役会の活動」を参照。

取締役による当社株式の保有 勧告21： *「(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、取締役に付与さ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、公務員であるフランス政府の推薦に基づき任命された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、当社の企業目的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24： *「取締役会は、企業の役員がそれぞれの任期終了までの間、保有すべき記名株式の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付与されたパフォーマンス・シェアの一部をこの目的のために充てることとする。」*	取締役会は、会長兼最高経営責任者が保有すべき最低当社株式数に関する規則を定めていない。	会長兼最高経営責任者は、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）ストック・オプション－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22.1： 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（*https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/gouvernance/conseil-dadministration*）は、取締役会の運営の原則、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。

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、当該構成員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、定期的に交代し、更新されている（「第５　３（２）①（ⅰ）取締役会の構成員」を参照。）。

取締役は、いつでも定時株主総会により任命および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、取締役の過半数の申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) 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。

EDFの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条の規定に従い、会長は、フランス国民議会および上院の適格な委員会の意見を受けた上で任命される。

ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、2023年３月に取締役および会長兼最高経営責任者を任期満了前に辞任する意向を取締役会に通知し、2022年11月18日の取締役会は、リュック・レモン氏を取締役として選任し、2014年８月20日付政令第2014-948号第19条およびフランス憲法第13条に従い、この任命に関して2022年10月26日にフランス国民議会および上院の適格な委員会により出された好意的な意見を十分に留意した上で、取締役会は、リュック・レモン氏をEDFの会長兼最高経営責任者に任命する

ようフランス大統領に提案することを決定した。リュック・レモン氏は、2022年11月23日付フランスの大統領令により、当社の会長兼最高経営責任者に任命された。

会長兼最高経営責任者が不在となる場合、2014年８月20日付政令第21条に従い、フランス政府は、新しい会長兼最高経営責任者が任命されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる。

公共部門の企業に関連する法律の特別な規定、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および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、企業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、取締役が職務遂行可能であることを確保する。

(iii) 取締役会の権限および義務

取締役会は、適用ある命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。さらに、取締役会内部規則に従い、取締役会は年に１回、EDFの執行委員会の立ち合いの下開催された戦略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、取締役会内部規則は、会長兼最高経営責任者が出席しない会議（非公開の会議）を毎年開催し、当該会議において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旨、規定している。

取締役会は、当社の事業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、その実施が当グループ全体で注視される当社のレゾンデートル（「第２ ３（１）当グループの戦略および目的」および「第２ ３（１）②CAP2030の戦略における優先目標」を参照。）も考慮し、当社の利益に沿って、当社の事業の方針を決定し、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方針を決定する。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、当社の適切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等の機会および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、この内容の中で、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、活動および資産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内における男女平等の均衡に関する無差別および多様性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、平等な雇用機会および平等な給与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基づき、取締役会は、当グループの上場会社のガバナンスに従い、以下の取引をその実行前に承認する権限を有する。

・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方針に一致しない取引については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。
・１プログラムにつき350百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の１社によって行われる既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業プログラム。
・200百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の１社によって行われる不動産取引。
・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的方針もしくは事業ラインに該当するものである場合には200百万ユーロから350百万ユーロまでの金額（必要なその後の改訂契約を含む。）を伴う当社が締結した契約および同意（供給品、製品またはサービスに関するもの）。
・年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社子会社の１社が締結した、エネルギーの購入もしくは販売または二酸化炭素排出権および割当量に係る長期契約。
－10TWhの電力。

－20TWhのガス（５TWh超20TWh未満のガスの購入または販売に係る長期契約については、取締役会の後、詳細な情報が報告されなければならない。）。

－炭素、燃料油ならびに二酸化炭素排出権および割当量については250百万ユーロ。

・当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における１社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる、当社が締結する戦略契約。

取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産（専用資産）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専用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プロジェクトに関して否定的な意見を示す場合、取締役会は当該プロジェクト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) 権限のバランス

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。

毎年、取締役会および委員会の機能を審査する際、取締役会は、取締役会内部規則において規定される組織および権限のバランス、とりわけ同規則が会長兼最高経営責任者の権限に課す制限について評価している（「第５ ３（１）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。取締役会は、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、現行の体制で執行役員と取締役会との間で適正なバランスが保たれていると認識している（「第５ ３（１）②（vi）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

会長兼最高経営責任者および取締役会との間の権限の配分についての課題は、定期的に非公開の会議で議論されている（「第５ ３（１）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。

最後に、任命報酬およびガバナンス委員会は、当該委員会が認識するまたは報告を受ける利益相反の可能性のある状況につき監督および提言を行い、当該状況につき取締役会に報告する義務を負っている（「第５ ３（１）③（iv）任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。）。

(v) 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年間において、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年間において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。

2022年２月８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、2022年２月17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、ナタリー・コラン氏、コレット・ルウィネ氏、クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏およびフィリップ・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。

2023年２月８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、リュック・レモン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基づき任命された取締役は、同政令に基づき、「*株主としてのフランス政府の利益を表す*」。AFEP-MEDEF規約に定められた基準に基づき、かかる取締役は社外取締役としてみなされない（基準８）。EDFの大株主の代表として、2014年８月20日付政令第２条の規定に基づき任命されたフランス政府代表の取締役についても同様である（基準８）。

最後に、従業員を代表する取締役は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、審査の対象ではない。

取引関係について、任命報酬およびガバナンス委員会は、AFEP-MEDEF規約に規定される基準３に照らし、ナタリー・コラン氏、コレット・ルウィネ氏、クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏およびフィリップ・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う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および2022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。）および定性調査（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、コラン氏、ルウィネ氏、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EDF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、かかる取締役に関して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

当該委員会に相談後、取締役会は2023年２月16日の会議において、ナタリー・コラン氏、コレット・ルウィネ氏、クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏およびフィリップ・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。

2023年３月21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41.7%となり、AFEP-MEDEF規約が推奨する３分の１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
ナタリー・コラン	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
ブルーノ・クレメル	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
コレット・ルウィネ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
クレール・プディニ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
フィリップ・プティコラン	×	×	×	×	×	×	×	×	独立

×：基準を満たしていることを意味する。

(vi) 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、とりわけ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。

2021年年次審査

2021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2022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無記名式の質問表を利用して内部で実施された。かかる審査の結果は、2021年11月25日の任命報酬およびガバナンス委員会で精査され、2021年12月15日に取締役会に提出された。

2021年年次審査の結果から、特に以下の事項が浮かび上がった。

・取締役会の運営方法全般（会議の回数、取り扱われる議題の有用性および質、業務プログラム、一般的な情報レベル）は、議論の質や取締役会内の活発な意見交換同様に満足できるものとみなされ、一部では改善されているとの意見もあった。
・取締役は、取締役会の各委員会が遂行する作業の質およびそれに関する報告が、取締役会の意思決定に効果的に寄与していると感じている。
・2021年戦略セミナーとその関連プログラムは満場一致で賛成された。
・取締役は、取締役会内部規則に規定されている会長兼最高経営責任者および取締役会との間の権限のバランスはとれており、当社のガバナンスの機能に対して適切であると判断している。
・2021年の取締役会の専門性、特に大企業の経営全般に関する専門性の向上が見られた。取締役は、近年行われた人事により、取締役会の意見交換が豊かになり、ダイナミクスが高まったと考えている。

改善すべき点には、取締役会の決定事項および主要なオペレーショナルリスクの監視の強化が含まれる。さらにこれらの２つの改善点に加え、取締役は、戦略、業績および価値創造のモニタリングならびに財務状況および財務状況を軌道に乗せるためのモニタリングを2022年の最優先課題として位置付けた。また、最後に、一部の取締役は、外国人取締役の登用を希望する旨をあらためて表明した。

2022年という特殊な状況、特に2022年７月における近日中の会長兼最高経営責任者の交代の発表および当事業年度中の取締役会の構成における多くの変更を考慮して、取締役会の運営に対する2022年年次審査を、2023年まで延期することが決定された。AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、この審査は、独立した外部のコンサルタントによって行われ、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。

(vii) 取締役への情報提供および研修

情報提供および研修

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、資金管理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の情報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および社会的・環境的責任の分野を含む、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ならびに当グループの主要な産業プロジェクトの四半期ごとの報告を提供し、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。

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（気候責任または社会的・環境的責任に関連する課題等）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、取締役会および委員会の書類ならびにその他任務を遂行するために有益な情報を円滑に、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。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も使用している。

気候責任および社会的・環境的責任（SER）についての取締役の研修

取締役会の気候責任者は、会長兼最高経営責任者と提携して、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、取締役会の業務および取締役会が策定する戦略が気候変動問題を組み入れることを確実にすることを任務としており、事業年度開始前に、当社の経営陣とともに、気候問題およびCSR問題に係る取締役会および企業責任委員会のための年間作業計画を毎年作成する。

この点に関して、2021年末には気候に関する専門ワークショップを開催し、その中で取締役はクライメートフレスクを実施し、EDFの取締役会はフランス企業で初めてこの演習を受けた取締役会となった。また、取締役は、気候変動交渉の専門家２名とグラスゴーで開催されたCOP26の結果や、2050年頃までの気温上昇を1.5℃に抑えるという多国間プロセスおよび各国のコミットメントに焦点をあてた進展について協議した。

2023年には、COP27およびCOP15の生物多様性会議の結果を中心に、気候専門家の意見を聞くため、新たな取締役会のワークショップが開催される予定である。また、取締役会は、取締役会に提供される気候およびCSRについての具体的な研修内容を充実させるため、生物多様性フレスク調査を実施することが求められている。

この取組みは、EDFのレゾンデートルおよび社会的・環境的責任問題に沿って気候問題を当社の重要事項として掲げ、すべての気候問題に対する取締役会の関わりおよびコミットメントを強化するEDFの気候問題に対するガバナンスの一部である。

(viii)　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為すること、利益相反（「第５　３（２）③（ｉ）利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告することおよび利益相反の可能性のある決議事項においては議論への貢献および議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を履行すること、任期を勤勉にかつ責任感を持って全うすることならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守することを含む義務に従うことを規定している。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

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る情報を要求する責任を負う。

取締役会内部規則に従い、各取締役は、役職の兼務について個人の状況がフランス商法およびAFEP-MEDEF規約勧告に遵守していることを保証し、他社における役職について取締役会に随時報告する責任を負う。会長兼最高経営責任者もまた上場会社における任命を受諾する前に取締役会に報告する必要がある。

(ix)　2022年度における取締役会の活動

	2022年	2021年
会議の回数	22	14(*)

平均出席率	**95.4%**	**95.2%**
会議の平均時間	**2時間24分**	**2時間56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た。また、気候に特化したワークショップと発電容量メカニズムの課題および見通しに特化したワークショップの２つのワークショップが開催された。

以下の表は、2022年12月31日に任期が継続している委員会の構成員の2022事業年度中の個別の出席率を示している。

2022年における取締役の個別の出席率	取締役会	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
リュック・レモン(1)	100%					
クレール・ボルドゥナーヴ	95%				100%	
ナタリー・コラン	100%	100%				
ブルーノ・クレメル	95%	83%				
ジル・ドゥノワイエル	95%		100%			
アンヌ・マリー・デコート(2)	100%					
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン(3)	100%				100%	
カリーヌ・グランジェ	100%		100%	100%		80%
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	95%	100%	100%			
コレット・ルウィネ	86%		67%			100%
サンドリーヌ・レンリー	91%	100%		100%	100%	
クレール・プディニ	86%				100%	100%
フィリップ・プティコラン	100%	100%		100%		
ジャン・ポール・リニャック	100%	100%				
ヴァンサン・ロデ	100%	100%	100%	50%	80%	
ミシェル・ルソー	95%		100%		100%	
クリスチャン・タクシル	91%	100%		50%		
アレクシ・ザグドンディヴェール(4)	100%					50%

(1)　2022年11月18日に任期の効力が発生した取締役。
(2)　2022年11月28日に任期の効力が発生した取締役。
(3)　2022年５月12日に任期の効力が発生した取締役。
(4)　2022年９月23日に任期の効力が発生した取締役。

2022年の活動

取締役会は、2022事業年度中に、14回の臨時会議を含む、合計22回の会議を開催した。
当社の通常の業務に関連する多数の事項に加えて、取締役会は以下の事項について検討および／または承認を行った。

・ヒンクリー・ポイントCおよびフラマンビル３プロジェクト、エクセル計画、NUWARDプロジェクトならびにサイズウェルCプロジェクトの進捗状況（これらについて、取締役会は、英国政府への拘束力のある入札の提出および政府の投資決定に関連する契約の署名を承認した。）
・General Electricの原子力蒸気発電事業取得のためのEDFのプロジェクト（*2022年11月４日付プレスリリース「GEおよびEDF、EDFによるGE Steam Powerの原子力事業の取得に関する拘束力ある契約を締結」を参照。*）

・フランスにおける既存の原子力発電所のための投資プログラムおよびフランスにおけるEPR２建設プログラムの進捗状況（「第２ ３（２）①（ⅰ）(ロ)（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）
・当グループの財政状態、軌道および見通し
・EDF Energyの業績および見通し
・EDF Trading HoldingsによるEDF Energy Servicesの売却
・当社の優先引受権を維持した増資ならびにEDFグループ貯蓄制度およびEDFグループ国際貯蓄制度の会員を対象とした増資
・コルドメ発電所の状況および脱炭素火力発電についての当グループの戦略
・フランスのエネルギーおよび気候戦略へのEDFの貢献
・チェコ共和国におけるElektrarna DukovanyⅡの入札に対する当グループの反応（「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。）
・原子力費用の資金調達の確保に係る３か年報告書に含まれる内部統制報告書の承認、EDFの専用資産の財務リスクの構成、管理および統制に関する方針の参考覚書の更新（「第５ ３（１）③（ⅰ）原子力監視委員会」を参照。）ならびに原子力財務専門委員会（CEFEN）の委員の任期の更新
・職業および給与の平等に関するEDFの方針
・2022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を考慮した上での監査委員会の推奨に基づく2023年－2028年任期のEDFの法定監査人の任命
・レユニオン島のポール・エスト発電所の転換プロジェクトの一環としてEDF PEIが締結するバイオマス液体燃料の供給に関する契約
・フランス政府により計画された当社の全株式の簡易株式公開買付け（下記を参照。）
・会長兼最高経営責任者および取締役の2022年の報酬の決定ならびに2022年５月12日の株主総会に提出された報酬方針
・取締役の独立性の年次審査
・EDFの会長兼最高経営責任者の任命に関するフランス大統領への提案

取締役会は、応力腐食の問題、フランスの原子力発電所の状況および2022年－2023年冬季に向けた当社の準備について定期的に説明を受けた。取締役会はまた、産業応力腐食修理プログラムを承認した。

取締役会は、2022年４月11日の会議において、株主との対話のために、2050年までのカーボン・ニュートラル達成に貢献することを目的としたEDFの気候変動適応計画を、助言的意見のため、2022年５月12日開催の株主総会に提出することを決定した。対応する決議案（第13回決議案）は、2022年５月12日の株主総会において、99.87%の株主に承認された。気候変動適応計画は、株主総会に提出された決議案と同様に、2022年４月８日の企業責任委員会による事前の検討および議論の対象となっていた。

また、取締役会は、前事業年度中に、提供された委員会の書類に基づき、取締役会の委員会によって検討されたすべての議題に留意し、その後の取締役会において、委員長から提出された報告書との関連においてこれらを議論した。

2022年度下半期に向けて準備されていた当社のガバナンスの変更を考慮し、年次戦略セミナーおよび会長兼最高経営責任者が出席しない取締役会（非公開の会議）は、2023年に延期された。

EDFによるGeneral Electricの原子力蒸気発電事業の取得計画

EDFによるGeneral Electric（GE）の原子力蒸気発電事業の取得計画について、2021年にEDFとGEとの間で開始された議論に関連して、取締役会は、2021年10月11日に、取締役会内部規則第14条に基づき、フランスのAFEP-MEDEF規約の基準に該当する社外取締役２名および従業員を代表する取締役２名からなる作業部会を設置することを決定した。作業部会では、フィリップ・プティコラン氏が議長を務め、クレール・ボルドゥナーヴ氏、コレット・ルウィネ氏およびクリスチャン・タクシル氏も含まれていた。

この作業部会は、EDFの経営陣と協力して、EDFとGEの間の議論から生じたプロジェクトならびに当社の企業目的に関するその特徴およびその戦略的、産業的、財務的、社会的課題を検討し、当該プロジェクトに関するあらゆる意見および勧告を取締役会に提出することを任務としていた。したがって、作業部会は、その任務を遂行するために当社から情報を受領し、特に評価項目を検討するために通知銀行からの支援を受けた。

作業部会は、2021年10月から2022年11月までの間に８回の会議を行った。取締役会は、作業部会の所見を検討し、2022年11月３日に取得計画を承認した。

フランス政府による簡易株式公開買付け

取締役会は、フランス政府が2022年７月19日に当社のすべての株式ならびに2024年９月14日満期のすべての新株予約権および株式交換権付社債（OCEANE債）について簡易株式公開買付けを申請する意向を発表したことを受け、AMF一般規制則第261-1条およびAMF勧告第2006-15号に従い、2022年７月19日、社外取締役の過半数で構成される特別委員会を設置することを決定し

た。この委員会は、社外取締役であるコレット・ルウィネ氏、ブルーノ・クレメル氏およびフィリップ・プティコラン氏ならびに従業員により選任された取締役であるクリスチャン・タクシル氏を含んでおり、ブルーノ・クレメル氏が委員長を務めている。

特別委員会の任務は、（ⅰ）取締役会の構成員に対し、入札の財務条件に関する報告書の作成を委託する独立専門家の任命を提案すること、（ⅱ）専門家の任務および専門家が行うべきデュー・ディリジェンスが適切に実施されることを確保すること、特に必要な情報の入手を確保することによって、独立専門家の業務を監視すること、ならびに（ⅲ）当社、株主、OCEANE債の保有者および従業員にとっての入札の利益に関する勧告を取締役会に発行することであった。特別委員会は、フランス政府が行う入札の結果の通知をAMFが公表する日までまたは取締役会が決定するその他の日まで、その任務を遂行するために設置された。

特別委員会による提案に基づき、取締役会が2022年７月27日にFinexsiを独立専門家として任命した後、特別委員会は、与えられた役割に従って独立専門家の業務を監視し、入札に関する理由付意見書の草案を作成し、取締役会に提出した。特別委員会は、その任務の中で財務顧問および法律顧問の支援を受けた。特別委員会は、その設置から2022年11月までの間に、定期的な進捗検討のためにその顧問および独立専門家と14回会議を行い、特別委員会が関連性があると考える人の見解を聞くことができた。特に、特別委員会は、独立専門家がその任務を遂行するために必要とするすべての情報を入手できることを確保し、少数株主から受けた批判および見解を検討し、独立専門家がそれらに対応することを確保した。

取締役会は、フランス政府の入札条件の公正性に関する独立専門家の所見に十分留意した上で、当社、当社の株主、OCEANE債の保有者および当社の従業員にとっての入札の利益に関して、2022年10月27日に理由付意見書を公表した。当該意見書は、2022年10月26日付の独立専門家の報告書の補遺を検討した後、2022年11月20日に確定され、EDFの株主およびOCEANE債の保有者に対し、入札に証券を拠出するよう勧告した。

社会的・環境的責任に関する複数年にわたる戦略的方針

2022年12月にフランスのAFEP-MEDEF規約に取り込まれた新しい勧告に従い、取締役会は、2023年中に、当社の経営幹部による提案に基づき、企業責任委員会による検討後、当グループのCSRに関する複数年にわたる戦略的方針を決定し、それらの実施を監視する。

③　取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会への提出前に特定のプロジェクトの検討および準備を担う５つの委員会を設置している。かかる専門分野別の委員会は、監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会、企業責任委員会ならびに任命報酬およびガバナンス委員会である。

各委員会の委員、運営および任務は、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。

2023年３月21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、リュック・レモン氏
・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、各委員会の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回の取締役会にて口頭で報告する。

取締役会内部規則は、取締役会の議題において各委員会の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で、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で、当社負担で各委員会の権限内の議題について専門的な調査を依頼したり外部に助言を求め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。

2022年、合計で21回の委員会が開催された。委員会全体の平均出席率は92.5%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。

各委員会の取締役の個別の出席率については、「第５ ３（１）②（ix）2022年度における取締役会の活動」を参照。

(ｉ) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2023年３月21日現在の原子力監視委員会の構成員の概要である。

原子力監視委員会の委員

ジル・ドゥノワイエル	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
カリーヌ・グランジェ	委員	従業員により選任された取締役
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
コレット・ルウィネ	委員	株主総会により任命された社外取締役
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役
ミシェル・ルソー	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

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（CSEN）は、長期の原子力費用の資金調達の確保に関する2007年２月23日付命令第2007-243号第９条の規定に従って設置された。原子力監視委員会の任務は、以下のとおりである。

・原子力負債の評価および対応する規定の変更を監視すること
・専用資産に関するガバナンスの課題ならびに資産と負債の整合および戦略的配分の規則に対する見解を述べること
・当社が構成した資産の管理の結果を検討し、その管理を専用資産の財務リスクの構成、管理および統制に関する規則と確実に適合させること
・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こと

2007年２月23日付命令第2007-243号を改訂した2020年７月１日付命令第2020-830号は、特に原子力負債の評価、暫定的な予定、原子力負債の評価の方法およびデータの整合性ならびに当該負債に対する資金確保の方針につき見解を述べる責任を負う、原子力負債の評価に係る独立した管理機能を設置することを規定している。書記長の指揮の元、社内に原子力負債評価管理機能（FCECN）が設置された（「第３ ２（２）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「５Ｂ－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」を参照。）。原子力負債評価管理機能が発行した意見書は、その親組織、原子力負債評価の運営責任を負う部門、CSENおよび取締役会に転送される。

さらに、同委員会は、取締役会に任命された独立専門家（*現在のCEFENの委員は、CSENとの協議後、2022年12月16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（CEFEN）の作業結果に依拠している。CEFEN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、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する。

2022年の活動

	2022年	2021年
会議の回数	3	3
平均出席率	94.4%	100%
会議の平均時間	3時間23分	2時間53分

2022年において、原子力監視委員会は、特に以下の事項について検討した。

・原子力引当金のヘッジ状況および割引率
・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
・専用資産の財務リスクの構成、管理および統制に関する方針の参考覚書に含まれる戦略的配分の実施ならびに取締役会の承認へ回す前の参考覚書の更新の提案
・３年から40年の期間にわたる専用資産のリスク・リターン特性、引当金の割引率および専用資産によるヘッジ率をモデル化した2022年のALM（資産負債管理）調査の結果（当該調査は、10年から40年の期間にわたる専用資産に対する気候リスクの影響および専用資産のリスク・リターン特性についての調査で補足された。）
・専用資産のための責任投資憲章の展開、これに関連する専用資産ポートフォリオの管理における気候に関する追加情報および資料ならびに気候問題の考慮ならびに当グループのレゾンデートルに沿って提案された行動計画の展開
・原子力負債の資金調達の確保に係る３か年報告書および当該報告書に含まれる内部統制報告書
・専用資産に関連するリスクの監督
・原子力負債評価管理機能の見解
・第１世代の原子力発電所の廃炉計画ならびに地層処分産業センター（CIGEO）および活性化廃棄物処理貯蔵施設（ICEDA）のプロジェクトの進捗状況（「第２ ３（２）①（ⅰ）(ロ)（ｃ）原子力事業に関連する課題」を参照。）
・CEFENおよび専用資産助言委員会の委員の任期の更新
・監督機関（フランス気象エネルギー総局）、フランス会計検査院または原子力安全当局からの内外の勧告のフォローアップ

CSENのすべての会議には法定監査人が出席する。

同委員会は、2022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、2023年３月21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

リュック・レモン	委員長	会長兼最高経営責任者
アンヌ・マリー・デコート(1)	委員	フランス政府の推薦に基づき任命された取締役
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
サンドリーヌ・レンリー	委員	従業員により選任された取締役
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
アレクシ・ザグドンディヴェール(2)	委員	フランス政府を代表する取締役

(1) アンヌ・マリー・デコートは2023年１月31日以来、戦略委員会の委員である。

(2) アレクシ・ザグドンディヴェールは2022年10月５日以来、戦略委員会の委員である。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的方針、特に以下の事項について、検討および／または取締役会に助言を行う。

・複数年にわたるエネルギー計画の目標を達成するために実施すべき行動を定めた事業戦略計画
・EDF社会・経済中央委員会との協議のための当社の戦略的方針
・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
・研究開発方針

2022年の活動

	2022年	2021年
会議の回数	2	3
平均出席率(*)	86.6%	100%
会議の平均時間	2時間45分	3時間30分

(*) 出席率は、（取締役会の全員が戦略委員会の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。

2022年において、戦略委員会は、とりわけ以下の事項について検討した。

・EDFグループの水素戦略
・当グループの研究開発方針
・エネルギー市場のためのリスク方針
・2022年のフランスの状況（電力の購入および販売）の管理ならびに2023年および2024年の見通し
・EDF Tradingの戦略、業績および見通しの提示

同委員会は、2022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、2023年３月21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
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン(1)	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
ファブリス・ギヨン(2)	委員	従業員により選任された取締役
サンドリーヌ・レンリー	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
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

(1) デルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏は、2022年５月12日以来、企業責任委員会の委員である。
(2) ファブリス・ギヨン氏は、2023年２月16日以来、企業責任委員会の委員である。

委員数	6
社外取締役の人数	1
社外取締役の割合(*)	33.33%

(*) 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の一環として、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を検討する。

同委員会は、男女のジェンダー、職業および給与の平等に関するEDFの方針ならびに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。

2022年12月にフランスのAFEP-MEDEF規約に導入された新しい勧告に従い、企業責任委員会は、2023年中に、当社の経営幹部が取締役会に提出する当グループの社会的・環境的責任に関する複数年にわたる戦略的方針を検討し、その後のそれらの実施を監視する。

取締役会の気候責任者

当社は、2020年に気候責任者をEDFの取締役会に任命することで気候ガバナンスを強化した。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既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のレゾンデートルに沿って、気候責任者として以下について責任を負う。

・会長兼最高経営責任者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が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
・会長兼最高経営責任者と連携し、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の実績において、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検討すること

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。

2022年の活動

	2022年	2021年
会議の回数	5	4
平均出席率	93.3%	77.5%
会議の平均時間	2時間1分	1時間40分

2022年において、企業責任委員会は、特に以下の事項について検討した。

・2021年経営報告書に含まれる2021年非財務実績報告書
・投資家に最も大きな影響を与える機関に対応するために要請を優先する非財務格付機関の戦略的検討
・論争およびそれに対処するためにEDFが実施した手段に関する最新情報
・当グループの2021年の警戒計画およびその展開
・グナー・シカル風力発電所の紛争に関する最新情報
・2022年５月12日の株主総会に向けたEDFの気候変動適応計画に関する株主の諮問意見書の草案
・2021年の「My EDF group」調査の結果
・EDFグループの行政監察官の2021年報告書
・当グループのカーボン・ニュートラル戦略の進捗
・2021事業年度における欧州タクソノミーおよびそれに基づく公表
・当グループの社会・環境（E&S）部門の提示
・職業および給与に関しての当グループの男女平等の概要および成果ならびに当グループの安全衛生方針
・水、土壌および原材料の消費を中心として含む、発電の環境フットプリント
・2022年の非財務実績報告書の作成に向けた方向性および進展ならびに非財務報告分野におけるCSRD（企業サステナビリティ報告指令）の今後の進展
・当グループの倫理・コンプライアンス部門の事業報告書の提示

同委員会は、2022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、2023年３月21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
アレクシ・ザグドンディヴェール(*)	委員	フランス政府を代表する取締役

(*)　アレクシ・ザグドンディヴェールは2022年10月５日以来、任命報酬およびガバナンス委員会の委員である。

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し、潜在的な候補者を選定するために専門コンサルタントの補助を受けることができる。同委員会は、取締役の委員会の委員の任命にあたり、自らの意見を取締役会に述べる。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、執行役員および当グループの執行委員会の委員の予期せぬ継承または任期が終了した場合の継承を見越して、継承計画を確実に保持する。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、議論のために取締役会にかかる意見書を提出する。同委員会委員長は、フランス経済担当大臣からの承認を得るために、かかる意見書も提出する。同委員会は、公開会社の執行役員の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ユーロの上限を超えてはならない。同委員会は、当グループの執行委員会および主要執行役員の報酬方針ならびに取締役の任務の対価として取締役に割り当てるために株主総会が設定した総額の配分にあたっての金額および条件について取締役会に意見書を提出する。

任命報酬およびガバナンス委員会は、ガバナンスに関して、コーポレート・ガバナンスに関する課題を監督し、特に当社の組織におけるAFEP-MEDEF規約の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監査を監督する。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、その結果を取締役会に報告する。監査委員会に新たな委員が任命された場合、任命報酬およびガバナンス委員会は、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。

2022年の活動

	2022年	2021年
会議の回数	5	5
平均出席率	90%	95%
会議の平均時間	42分	44分

2022年において、任命報酬およびガバナンス委員会は、以下の事項について検討した。

・会長兼最高経営責任者および取締役の報酬の決定に関する提案ならびに2022年５月12日の株主総会に提出された報酬方針
・AFEP-MEDEF規約に規定される独立性の基準に関する取締役の個人の状況
・2021年*Document d'Enregistrement Universel*に含まれるコーポレート・ガバナンス報告書の草案
・EDFの執行役員の報酬方針（2021事業年度の配分の概要および2022事業年度の進展）ならびに一部の執行役員を対象とした2022年-2024年長期インセンティブ・プラン（LTI）の仕組み
・株主総会による取締役の任命および取締役会による委員の選任の提案
・新しい会長兼最高経営責任者の報酬および手当（「第５　３（４）①（ⅱ）（イ）会長兼最高経営責任者の報酬」を参照。）

・フランス政府が行う簡易株式公開買付けに関連して、少数株主によって申し立てられたジャン・ベルナール・レヴィ氏およびリュック・レモン氏に対する利益相反

同委員会は、2022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、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のに先立ち、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。

2023年３月21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】

（2023年６月19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
9	9	50%

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、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名および公共部門の民営化に関する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18名の取締役で構成されている。

・株主総会により任命された取締役11名（フランス政府により推薦された５名を含む。）
・従業員により選任された取締役６名
・フランス政府の代表１名

当社の政府委員（*2014年８月20日付政令第15条*）、フランス政府の経済・財政総合統制部長（*1955年５月26日付命令第55-733号第８条に従い、フランス政府によるEDFの経済・財政統制を行う。フランス政府は広範な監督手続を行うことができる。*）およびEDFの社会・経済中央委員会委員長は、取締役会議に出席し、助言のみを行う。

2022年１月１日から本書提出日現在までに、取締役会の構成員につき以下の変更が発生した（取締役の個別の情報を開示する下記の表を参照。）。

名、姓	取締役／分類	事象	発生日
ヴェロニック・ベダーグ・アミルュス	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	退任	2022年５月12日の株主総会終了後退任
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	ヴェロニック・ベダーグ・アミルュス氏の後任	2022年５月12日の株主総会
マルタン・ヴィアル	フランス政府を代表する取締役	フランス政府保有株式監督機関長官としての任期満了	2022年５月31日

セリーヌ・フォルナーロ	フランス政府を代表する取締役	フランスの経済・財政・産業・デジタル主権担当大臣の決定によりマルタン・ヴィアル氏の後任として任命	2022年６月28日
フランソワ・ドラットル	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	退任	2022年８月30日
セリーヌ・フォルナーロ	フランス政府を代表する取締役	フランスの経済・財政・産業・デジタル主権担当大臣の決定によりアレクシ・ザグドンディヴェール氏が後任	2022年９月22日
アレクシ・ザグドンディヴェール	フランス政府を代表する取締役	フランスの経済・財政・産業・デジタル主権担当大臣の決定によりマルタン・ヴィアル氏の後任として任命	2022年９月23日
リュック・レモン	取締役	フランソワ・ドラットル氏の後任として任命	2022年11月18日
アレクシ・ザグドンディヴェール	フランス政府を代表する取締役	任期の更新(1)	2022年11月21日
ジャン・ベルナール・レヴィ	株主総会により任命された取締役および最高経営責任者	取締役および最高経営責任者としての職務から退任	2022年11月23日
リュック・レモン	会長兼最高経営責任者	フランス共和国大統領令に基づき会長兼最高経営責任者に任命	2022年11月23日
アンヌ・マリー・デコート	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	ジャン・ベルナール・レヴィ氏の後任として任命	2022年11月28日
クレール・ボルドゥナーヴ	CGT労働組合の推薦を受け、従業員により選任された取締役	退任	2023年２月16日
ファブリス・ギヨン	CGT労働組合の推薦を受け、従業員により選任された取締役	クレール・ボルドゥナーヴ氏の後任(2)	2023年２月16日

(1)　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。
(2)　公共部門の民主化に関する1983年７月26日付法律第83-675号第16条は、上記記載の取締役の席が、その理由を問わず、空席となった場合、直近に選出された候補者の直後に掲載されている候補者が、かかる退任する取締役の後任として任命される旨を規定している。

取締役の任期の繰り下げに関する規則の施行に伴い、取締役５名の任期は、2022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年次株主総会を以って失効する。

・クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏およびフィリップ・プティコラン氏は、株主総会により任命された社外取締役である。
・ジル・ドゥノワイエル氏およびアンヌ・マリー・デコート氏は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である。

ジャン・ベルナール・レヴィ氏のEDFの取締役および会長兼最高経営責任者からの退任については、「第５　３（１）②（ⅱ）会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。

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９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58.33%および全体の取締役の半分である。

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決定し、これにより、2019年11月18日に執行委員会が採択され、2021年に強化し、EDF内で実施される、当グループの多様化計画（アンビシオン・ミクステ（Ambition Mixité）計画）*（かかる男女バランス平等アンビシオンは、2021年７月に更新された。EDFの執行委員会は、会社全体（従業員、経営陣および執行部）として、2026年までに女性の比率を30%、さらに2030年までに36%から40%の間に引き上げるという大きな目標を掲げた。）*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
・執行役員および将来の執行役員を対象に「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。

企業責任委員会および取締役会は、毎年、男女平等に係る方針に関する報告書を提出し、統治機関の男女比率のバランスに関する当社の方針の実施状況を評価している（「第５ ３（１）③（iii）企業責任委員会」を参照。）。これに従い、企業責任委員会および取締役会は、2022年９月20日および2022年10月５日のそれぞれの会議において、EDFが実施している対策を検討し、当社の男女平等に係る方針の実施状況につき留意した。

2022年12月31日現在、当社の経営委員会における女性の割合は31.1%となり、2021年12月31日と比較して0.8パーセント・ポイント上昇した。また、当社の執行役員および将来の執行役員における女性の割合は2021年12月31日現在、29.3%だったのに対し、30.1%となった。

2022年４月26日付法律第2022-680条により補完された、2021年12月24日付法律第2021-1774号（通称「リクサン」法）は、1,000名を超える従業員を擁するすべての企業に対して、2026年３月１日より、上級管理職および統治機関の構成員の30%を女性に、また、2029年３月１日からはそれらの40%を女性にすることを義務付けている。

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、2021年12月31日現在の30%と比較して、2022年12月31日現在は29.5%であった（*かかる割合は、2022年12月31日現在、執行役員および上級管理職を含む最高責任を担う役職に就く6,031名（当社全体の労働力の10%を表章）を元に算出された。2021年12月31日現在の23.95%と比較して、2022年12月31日現在、EDFの上級管理職における女性の割合は24.1%だった。*）。

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、取締役が当該政策の実施を促進するために、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会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ァイ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５ ３（１）②（vi）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、取締役会が定めた多様化政策の基準を示している。

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46歳から77歳であり、平均年齢は61歳である。取締役会全体の平均年齢は58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、取締役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58.33％であり、取締役会全体では50%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ァイルの相補性	取締役会には多様なプロファイルおよびスキルが結集している（各取締役の専門性については下表を参照）。	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ァイ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、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検討する。取締役会はこの基準を、2021年７月および2022年５月の株主総会において任命を提案した際に考慮した。
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、今後の取締役選任時に取締役会の国際的専門性をさらに強化する権利を、留保する。

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、現在、取締役会における社外取締役の割合がフランスの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、かかる割合を維持し、少なくともフランスの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														
リュック・レモン* *会長兼最高経営責任者*	53	男性	フランス	0	3		2022年11月18日	2025年株主総会	<1		P			
ナタリー・コラン	58	女性	フランス	0	1	▲	2021年7月22日	2025年株主総会	1.5	■				
ブルーノ・クレメル	57	男性	フランス	0	1	▲	2019年5月16日	2023年株主総会(1)	3.67	■				
コレット・ルウィネ	77	女性	フランス	642	4	▲	2014年4月11日	2025年株主総会(2)	8.76			P	■	
クレール・プディニ	57	女性	フランス	0	1	▲	2016年5月12日	2023年株主総会(1)	6.68			■		P
フィリップ・プティコラン	70	男性	フランス	0	2	▲	2019年5月16日	2023年株主総会	3.67	■	■			
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														
アンヌ・マリー・デコート	63	女性	フランス	0	1		2022年11月28日	2023年株主総会	<1		■			
ジル・ドゥノワイエル	68	男性	フランス	0	2		2019年5月16日	2023年株主総会	3.67				P	
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	61	女性	フランス	0	1		2012年5月7日	2025年株主総会	10.69	P			■	
ミシェル・ルソー	65	女性	フランス	0	1		2016年9月30日	2025年株主総会	6.29				■	■
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	54	女性	フランス	0	2		2022年5月12日	2025年株主総会	<1					■
フランス政府を代表する取締役														
アレクシ・ザグドンディヴェール	46	男性	フランス	0	2		2022年9月23日	2026年11月20日	<1		■	■		
従業員により選任された取締役														
カリーヌ・グランジェ	55	女性	フランス	25	1		2019年11月23日	2023年11月22日	3.15		■	■	■	
ファブリス・ギヨン	49	男性	フランス	466	1		2023年2月16日	2023年11月22日	<1					■
サンドリーヌ・レンリー	48	女性	フランス	34	1		2021年7月28日	2023年11月22日	1.5	■	■			■
ジャン・ポール・リニャック	60	男性	フランス	0	1		2007年11月1日	2023年11月22日	15.21	■				
ヴァンサン・ロデ	57	男性	フランス	401	1		2019年11月23日	2023年11月22日	3.15	■	■		■	■
クリスチャン・タクシル	47	男性	フランス	2,186	1		2014年11月23日	2023年11月22日	8.15	■	■			

** リュック・レモン氏は、2022年11月23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。*

(1) 2023年株主総会：2022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る定時株主総会。

(2) 2025年株主総会：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ために招集される定時株主総会。

■：委員会の委員

P：委員会委員長

▲：AFEP-MEDEF規約の基準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

リュック・レモン（53歳）

当社における役職
2022年11月23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
2022年11月18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ために招集された株主総会(2)

その他の役職
戦略委員会委員長

保有株式数
0

国籍
フランス

リュック・レモン氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立先端技術学校（*École Nationale Supérieure des Techniques Avancées* (ENSTAパリ)）を卒業後、1993年にフランス国防装備庁（*Direction Générale de l'Armement*）のエンジニアとしてキャリアを開始した。1996年、同氏はフランスの経済・財務・産業省に入省し、複数の役職を歴任した。まずフランス財務局では、欧州復興開発銀行(EBRD)および世界銀行との関係を監督し、その後、運輸会社に対する政府出資を担当した。その後、技術投資アドバイザーを経て、2002年から2007年まではフランス財務局内の複数の大臣室で次席補佐官を務めた。同氏はまた、2007年にMerrill Lynchに入社し、2009年にはフランスのBank of America Merrill Lynchの法人・投資銀行部門のマネージング・ディレクターとなった。2014年４月にSchneider Electricに入社し、Schneider Electric Franceの社長に就任した。2017年４月には、Schneider Electricの国際事業部門のマネージング・ディレクターに就任し、南米、アフリカ、中東、インドおよび東アジア・太平洋を担当した。さらに、2015年から2018年まで、リュック・レモン氏は、建物、産業およびデジタル・インフラにおいてエネルギーを最適かつ安全に管理するための電力およびデジタル技術を設計し、提供するフランス企業230社から成るGIMELEC（フランス電気デジタル産業グループ）の会長を務めた。同氏はまた、2014年から2020年まで海軍防衛における欧州のリーダーであるNaval Groupの取締役を務め、現在は安全なデジタル決済および取引における欧州のリーダーであるWordlineの取締役を務めている。リュック・レモン氏は、2022年11月23日よりEDFの会長兼最高責任者に就任している。

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

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	Worldline	フランス	L

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
・Schneider Electric India Private Limited取締役会会長
・Naval Group取締役

(1) リュック・レモン氏は、2022年11月23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。
(2) リュック・レモン氏は、フランソワ・ドラットル氏の後任として、同氏の残りの任期、すなわち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ために招集される株主総会の終了時までを任期とする取締役として取締役会に任命された。
G：EDFグループ会社／L：上場会社

ナタリー・コラン（58歳）

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2021年７月22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定時株主総会

その他の役職
監査委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

ナタリー・コラン氏は、パンテオン・アサス大学（*Panthéon-Assas University*）で商法および税制の修士号を取得し、国立経済商科大学院（ESSEC）を卒業した。同氏は、1987年から1990年まで、その後、1992年から1993年までコンサルタントとしてArthur Andersenで勤務した。1990年から1992年までCité Mondiale des Vins et Spiritueuxの最高財務責任者代理を務めた後、同氏は1993年にInterleafのフランスの最高財務責任者に推薦され、その後1995年にはInterleafの欧州の最高財務責任者および財務担当執行部長となった。同氏は1997年から2009年までEMI Music Franceにおいていくつかの役職を担い、2002年には役員会の議長となった。同氏は、2009年から2011年までLibérationの役員会の共同議長を務め、2011年から2014年までLe Nouvel Observateur pressグループの最高経営責任者代理を務めた。2014年に同氏は、デジタル技術・コミュニケーション担当最高経営責任者代理としてLa Posteグループに入社し、2021年３月に同グループの公共部門およびデジタル部門の最高経営責任者となった。ナタリー・コラン氏は、フランスの経済・社会・環境評議会（*Conseil économique social et environnement*）およびフランス国民デジタル評議会の（*Conseil national du numérique*）の委員を2021年まで務めた。同氏はGeopostの取締役およびDocapostおよびLP11の運営委員会の委員を務めている。

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・La Posteグループの消費者およびデジタル部門の最高経営責任者代理および最高経営責任者

職務／役職	所属	国
最高経営責任者代理	La Poste	フランス
取締役	Geopost	フランス
運営委員会の委員	Docaposte	フランス
運営委員会の委員	LP11	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
フランス国内
・LP11会長
・La Banque Postale取締役
・SNCF取締役
・Mediapost運営委員会の委員

ブルーノ・クレメル（57歳）

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2019年５月16日

任期満了日
2022年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

その他の役職
監査委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

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）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LBO 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。

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

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
会長	Partech Growth II Holding	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	Weglot	フランス
取締役	Fonds de Dotation Français du Louvre	フランス
取締役	M-Files	フィンランド
監査役	Exporo	ドイツ
取締役	Studocu	オランダ
取締役	Channable	オランダ

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

・EcoVadis取締役

・Sendinblue取締役

フランス国外

・Made.com（英国）取締役

・NA-KD取締役

ジル・ドゥノワイエル（68歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2019年５月16日

任期満了日
2022年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

その他の役職
原子力監視委員会委員長

保有株式数
0

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し、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）を卒業。ジル・ドゥノワイエル氏は、1981年にフランスの経済・財務省の公的財務監督官に任命され、その後の1985年に財務局に入局し、産業再編に関する省間委員会（CIRI）、金融市場局、保険総局、最後に民営化プログラムの担当を歴任した。同氏は、1996年に最高財務責任者としてCCFグループに入社し、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。また、Memo BankおよびRothschild & Cieの監査役をそれぞれ2018年１月および2020年５月から務めている。

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・DexiaおよびDexia Crédit Localの取締役会会長

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 & Cie	フランス	L

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

G：EDFグループ会社／L：上場会社

アンヌ・マリー・デコート（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
2022年11月28日

任期満了日
2022年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

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

高等師範学校（*École Normale Supérieure*）および国立行政学院（ENA）を卒業したアンヌ・マリー・デコート氏は、ドイツ語教師の資格も持ち、ゲルマン研究の大学院卒業証書と美術史の学士号を所持している。２年間ドイツ語を教えた後、ボンのフランス大使館で３年間（1987年－1990年）文化担当として勤務した。ENA卒業後、フランス外務省の欧州協力局で域外関係に従事し、さらに、域内問題、特にJHAの創設（1994年－1997年）などを担当し、その後、ピエール・モスコヴィッシ欧州問題担当大臣の事務所で技術顧問となる（1997年－2001年）。2001年から2005年まで、同氏は、ブリュッセルの欧州連合フランス政府代表部にて、中南東欧拡大担当特別顧問を務めた。その後、2005年から2008年までワシントンの欧州・旧ソ連担当特別顧問、2008年から2013年まで海外フランス教育庁（AEFE）長官、2013年から2017年までグローバル問題・文化・教育・国際開発担当局長を務めている。2017年から2022年まで駐独フランス特命全権大使を務めた後、アンヌ・マリー・デコート氏は2022年８月30日にフランス欧州外務省の事務局長に任命された。2020年11月25日、同氏はフランス大使に昇格した。アンヌ・マリー・デコート氏は、2022年10月からOranoの取締役、シンクタンクである欧州外交評議会（ECFR）のメンバー、German Marshall FundおよびVilla Albertineの戦略的オリエンテーション評議会のメンバーである。

その他の職務および役職

社外における主要な役職

・フランス欧州外務省の事務局長

職務／役職	所属	国
取締役	Orano	フランス
理事	国家安全保障機関（*Agence nationale des titres securises*）	フランス
理事	国立国務学院(INSP)	フランス
取締役	Institut Français	フランス
理事	ソルボンヌ大学アブダビ	フランス
理事	国防高等研究所（*Institut des hautes études de défense nationale*）	フランス
理事	アラブ世界研究所	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職

フランス国内

・France Education International取締役会会長

デルフィーヌ・ジェニー・ステファン（54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
2022年５月12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定時株主総会

その他の役職
企業責任委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立土木学校（*École Nationale des Ponts et Chaussées*）出身のエンジニアで、コレージュ・デ・アンジェニウール（*Collège des ingénieurs*）でMBAの学位を取得したデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏は、1994年にフランスの経済・財務省の財務局でキャリアを開始した。1999年に同氏はフランス政府保有株式監督機関に入職し、複数の上場企業の取締役を務めた。2005年に同氏はSaint-Gobainの高機能資材部門に入社し、開発担当マネージング・ディレクターおよびセラミック事業担当財務ディレクターを務めた。2013年にはM&Aマネージャーとなり、グループの外部ベンチャー・ディレクターにも任命された。2014年に同氏は、Saint-Gobainの企画・戦略担当マネージング・ディレクター、同グループの総合経営委員会の構成員を経て、炭化ケイ素および石英事業の最高経営責任者となった。2017年11月に同氏は経済・財務担当大臣付国務大臣に任命され、2018年10月までその職を務めた。2019年以降、デルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏はコンサルタントを務めており、2022年末からはMorgan Stanleyがパリ事務所に開設した諮問委員会に助言を行っている。また、同氏はThales（フランス）およびEagle Genomics Ltd（英国）の取締役会の構成員、GENEO Partenaires SASの運営委員会の構成員、（Saurグループを傘下に置く）Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SASの監督委員会の構成員でもある。

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・コンサルタント

職務／役職	所属	国	
取締役	Thales	フランス	L
取締役	Eagle Genomics	英国	
監督委員会の構成員	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	フランス	
運営委員会および株主委員会の構成員	GENEO Partenaires SAS	フランス	

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

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（61歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
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定時株主総会

その他の役職
監査委員会委員長および原子力監視委員会の委員

保有株式数
０

国籍
フランス

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、同氏は財務監察院内における管理統制の実施のために、ジャン・レミエール氏によって指名された後、1995年１月、同氏は、税法部門の監査作業を担当し、その後、まず、税務およびマクロ経済研究の技術顧問としてアラン・ジュペ首相の事務所に入所し、次に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年にフランスの経済・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。マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏は、2012年３月に財務監察院長に任命され、その職務を2022年まで務めた。同氏は、オートゥイユ実習財団（*Fondation des apprentis d'Auteuil*）のリスクおよび内部統制委員会の委員でもある。

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・財務監察官

職務／役職	所属	国
リスクおよび内部統制委員会委員	オートゥイユ実習財団（*Fondation des Apprentis d'Auteuil*）	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
フランス国内
・パリ政治学院（IEP)理事

コレット・ルウィネ（77歳）

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2014年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定時株主総会

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原子力監視委員会の委員

保有株式数
642株(1)

国籍
フランス

高等師範学校（*École Normale Supérieure*）を卒業し、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得。1979年にフランス電力に入社。1989年に開発および商業戦略部門を立ち上げ、EDFにおいて執行役員に任命された初の女性となった。1992年から1998年まで、同氏は、AREVA-Oranoの子会社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。同氏は2010年から2022年までBouyguesグループの取締役を、また、2010年から2015年までTDF（SAS）の非常勤会長を務めた。同氏はまた、2002年よりフランス国立技術アカデミー（*Académie des Technologies*）の会員であり、Getlink、ColasおよびCGGの取締役でもある。

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

職務／役職	所属	国	
取締役	COLAS (groupe Bouygues)	フランス	L
取締役	Getlink	フランス	L
取締役	CGG	フランス	L

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
・Bouygues取締役
・Ingenico取締役
・Nexans取締役

(1) 相互会社利益分配計画（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（57歳）

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
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日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

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

保有株式数
0

国籍
フランス

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IR担当部長、1994年にメディア向け広報担当統括副部長および1997年に新情報技術部長に就任した。1998年に同氏は、財務情報および株主関係担当部長としてAlcatelに入社した。これに続き、2001年にIR兼広報担当部長、2004年に最高財務責任者代理、2006年に人事部・企業広報担当統括副部長および執行委員会委員、2007年に人事部・企業広報・不動産担当上級副部長ならびに2009年にAlcatel-Lucentの執行副部長、人事部・改革担当マネージャーに就任した。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Saint-Gobainグループの人事部担当上級副部長に任命され、その後、2019年１月まで人事部・デジタル変革担当上級副部長を務めた。同氏は現在、人事部・企業の社会的責任担当上級副部長に就いている。

その他の職務および役職

社外における主要な役職

・Saint-Gobainグループ人事部・企業の社会的責任担当上級副部長、Saint-Gobain執行委員会委員

職務／役職	所属	国
該当なし		

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職

・該当なし

フィリップ・プティコラン（70歳）

当社における役職
株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日
2019年５月16日

任期満了日
2022年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

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
０株

国籍
フランス

数学科を卒業し、パリのビジネス開発学校（CPA Paris）のビジネス・スクールを卒業。フィリップ・プティコラン氏は、Europrimの輸出マネージャーとしてキャリアを開始し、その後、Alcatel-Alstomの子会社であるFilotexの輸出区域マネージャーに就任した。同氏は、1982年に米国のChester Cableの航空販売マネージャーに任命された。1984年に輸出マネージャーとしてFilotexに戻った。販売マネージャー代理として1988年にLabinalに入社後、航空システム部門における販売およびマーケティングのマネージャーに任命され、1995年に同部門のジェネラル・マネージャーに就任した。同氏は1999年から2001年までLabinalのFiltrauto部長を務め、ValeoによるFiltrautoの取得後は、摩擦材料部長の職に就いた。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2020年12月31日に、欧州航空宇宙防衛企業協会(ASD)の理事に就任した。同氏は現在、KNDSの取締役会会長、Pernod Ricardの取締役およびDiot-Siaciの監査役会会長を務めている。

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・会社取締役

職務／役職	所属	国	
取締役会会長	KNDS	オランダ	
監査役会会長	Diot Siaci	フランス	
取締役	Pernod Ricard	フランス	L

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
・Safran取締役兼最高経営責任者
・Suez取締役

フランス国外
・Belcan Corporation（米国）取締役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ミシェル・ルソー（65歳）

当社における役職
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

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定時株主総会

その他の役職
原子力監視委員会および企業責任委員会の委員

保有株式数
０

国籍
フランス

パリ国立高等鉱業学校（*École Nationale Supérieure des Mines de Paris*）を卒業した鉱業専門のジェネラル・エンジニアであるミシェル・ルソー氏は、環境部門の部長としてノール・パ・ド・カレーの地域産業・研究・環境局（DRIRE）に入局。同氏は廃棄物担当の責任者としてフランスの環境省に入省し、その後、フランスの産業省にて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・エネルギー市場担当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、同氏はセーヌ・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年よりフランス地質・鉱山調査局の会長、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（*Bureau de recherches géologiques et minières*）（BRGM）	フランス
理事	国立研究機構（*Agence nationale de la recherche*）（ANR）	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
フランス国内
・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

アレクシ・ザグドンディヴェール（46歳）

当社における役職
フランス政府を代表する取締役

取締役会に任命された日
2022年９月23日

直近で再任された日
2022年11月21日

任期満了日
2026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

パリ政治学院（IEP）および国立行政学院を卒業後、アレクシ・ザグドンディヴェール氏は、2003年、フランスの経済・財務・産業省の財政部、貯蓄および財政市場局の副局長としてキャリアを開始した。2006年、同氏は財務および経済政策部門の資金調達および企業開発局の副局長に就任した。2007年、同氏はブリュッセルの欧州連合（EU）フランス常任代表部の経済・金融・通貨担当室に競争・国家補助兼会社法・コーポレートガバナンスアドバイザーとして出向した。2009年には、銀行サービス・決済手続局の局長として、また、2011年に投資・金融犯罪対策・制裁局の局長として財務省総局に復帰した。2012年７月、同氏は経済財政担当大臣室の金融部門担当顧問に就任した。2014年には、フランス政府持株会（APE）にエネルギー持株担当局の副局長として参加した。2017年５月、フランス共和国大統領府に経済・金融・産業アドバイザーとして参画した。アレクシ・ザグドンディヴェール氏は、2022年９月よりフランス政府持株会担当委員およびAPEの会長に就任している。また、同氏は、BPI France、RenaultおよびSNCF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	SNCF	フランス	
取締役	Bpifrance	フランス	

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・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

カリーヌ・グランジェ（55歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
2019年11月23日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
原子力監視委員会、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
25株

国籍
フランス

クルゾ技術短期大学（*Institut universitaire de technologie du Creusot*）を卒業。カリーヌ・グランジェ氏は、1987年にSAT SAGEMの光電子工学・航空研究所に就職した。GEC ALSTOMグループに入社後、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に一時的に配属された。フランスに帰国後、EDFの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、同氏は発電所および工学部門における様々な背景を持ち活動する見積り士のネットワークを立ち上げ、展開した。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協会（*Institut français des administrateurs*）が合同で発行する会社取締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*）（CESER）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。

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（*Conseil supérieur de l'énergie*）	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	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

ファブリス・ギヨン（49歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
2023年２月16日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
企業責任委員会の委員

保有株式数
466株(1)

国籍
フランス

工業施設・自動制御管理の上級技術者免状（BTS CIRA）保持者であるファブリス・ギヨン氏は、1992年にシノンの原子力発電所に発電所運転部門の研修生としてEDFに入社し、そのキャリアをスタートさせた。1994年から2012年まで、同氏は、シノン発電所の運転部門で、オペレーター、原子力ユニット操舵オペレーター、委託担当者、技術マネージャーおよび最高運転責任者代理といった様々な役職を歴任した。2012年から組合代表を務め、その後、2012年から2023年までは、地方の組合代表、欧州労使協議会の書記長代理、フランス委員会グループのコーディネーター、EDFの原子力・火力発電部門のコーディネーターを務めた。同氏はまた、電力業界社会対話委員会の委員でもある。
ファブリス・ギヨン氏は現在、シノン発電所運転部門に勤務している。ファブリス・ギヨン氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。

その他の職務および役職
当グループにおける役職
・シノン原子力発電所運転部門の従業員

職務／役職	所属	国
該当なし		

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

(1)　相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。

サンドリーヌ・レンリー（48歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
2021年７月28日

任期満了日
2023年11月22日

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

保有株式数
34株(1)

国籍
フランス

フランス国立工芸院（CNAM）を卒業し、フランス国立経営大学院ネットワーク（IAE）のパリ・ソルボンヌ校においてHR&CSRの修士号を取得しているサンドリーヌ・レンリー氏は、1999年に電力ガス産業（IEG－*Industries Électriques et Gazières*）におけるキャリアをEDF Gaz de France Distributionの顧客サービス部門で開始した。同氏は2014年から2017年まで全国エネルギー鉱山FO（労働の力）同盟が管理するチーム内で、電力ガス産業部門の社会的対話を担当し、その後2017年から2020年までFO同盟の事務次長を務めた。2022年まで、Enedisのコミュニケーション・CSR部門において企業の社会的責任事業を担当し、現在は、原子力・火力発電部門でプロジェクト・マネージャーを務めている。FO同盟がサンドリーヌ・レンリー氏を後援している。

その他の職務および役職
当グループにおける役職
・原子力・火力発電部門（NTFD）プロジェクト・マネージャー

職務／役職	所属	国
常任評議員	エネルギー高等評議会（*Conseil supérieur de l'énergie*）	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

(1) 直接または相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。

ジャン・ポール・リニャック（60歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
2007年11月１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

その他の役職
監査委員会の委員

保有株式数
０

国籍
フランス

トゥールーズの政治学院（*Institut National Polytechnique*）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を５年間務めた。同氏は現在、EDFの研究開発部（EDFラボ・レ・ルナルディエール・センター77）にて技術研究者を務め、工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調におけるエネルギー効率に取り組んでいる。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。

その他の職務および役職

当社における役職

・EDF研究開発部技術研究者

職務／役職	所属	国
該当なし		

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

ヴァンサン・ロデ（57歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
2019年11月23日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
戦略委員会、監査委員会、原子力監督委員会および企業責任委員会の委員

保有株式数
401株(1)

国籍
フランス

リヨン第２大学（*Université Lyon II*）にて組織社会学の修士号を取得。ヴァンサン・ロデ氏は、1987年にエネルギー移動を専門とするコンピュータ・エンジニアとしてRéseau de Transport d'Électricité（RTE）でキャリアを開始し、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（IEG－*Industries Électriques et Gazières*）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、フランスの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（*Institut français des administrateurs*）が合同で発行する会社取締役証明書を取得した。同氏は、電力ガス産業の中央社会活動基金（*Caisse Centrale d'Activité Sociales*）の取締役会、監査委員会の委員および取締役を務めている。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。

その他の職務および役職
当社における役職
・人事部運営マネージャー、産業プロフェッショナル化・パフォーマンス部門（UPI）の特別任務

職務／役職	所属	国
委員	フランス原子力産業戦略委員会（*Comité stratégique de la filière nucléaire*）（CSFN）	フランス
理事	社会活動中央基金（*Caisse centrale d'activité sociales*）（CCAS）理事会	フランス

過去５年間に社外で就任し任期が満了した役職
・該当なし

(1) 相互会社利益分配計画（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（47歳）

当社における役職
従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日
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

その他の役職
監査委員会および戦略委員会の委員

保有株式数
2,186株(1)

国籍
フランス

ESCPヨーロッパ学校およびドゥエー国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業し、エグゼクティブMBAの学位を取得。EDF Gaz de France Distributionに1999年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFグループの監査部門に入社し、その後2009年６月から2014年９月の間Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任された。同氏は、Dalkiaの販売・マーケティング部門における主要顧客マネージャーを2022年12月まで務め、現在は、領土・地方対策部門のイノベーションおよび領土問題の責任者である。2018年11月、同氏はフランスの政治学院（*Institut d'études politiques de Paris*）およびフランス取締役協会（*Institut français des administrateurs*）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。

その他の職務および役職
当グループにおける役職
・EDFの領土・地方対策部門のイノベーションおよび領土問題責任者

職務／役職	所属	国
該当なし		

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
・ヴァル・ドワーズ電気・ガス・通信共同組合（*Syndicat Mixte d'Électricite, de Gaz et des Télécommunications du Val-d'Oise*）（SMDEGTVO）選任代表

(1) 相互会社利益分配計画（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
リュック・レモン	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、顧客サービスおよび地方担当。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
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
カロリーヌ・シャナヴァ(1)	当グループ執行副社長、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
ブリス・ボユオン(2)	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・デゥービー氏は、当グループ上級副社長、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) カロリーヌ・シャナヴァ氏は、人事担当執行副社長として2023年４月17日にEDFに入社した（EDFの2023年４月13日付プレスリリース「カロリーヌ・シャナヴァ氏の任命」を参照。）。カロリーヌ・シャナヴァ氏は、2023年７月１日付で人事担当執行副社長に任命される。同氏は、クリストフ・カルヴァル氏の後任となる（EDFの2023年６月９日付プレスリリース「カロリーヌ・シャナヴァ氏のEDFグループの執行委員会への任命」を参照。）。

(2) ブリス・ボユオン氏は、ピエール・トドロフ氏の後任として、当グループ上級執行副社長および当グループ書記長として2023年４月10日にEDFに入社した（EDFの2023年３月14日付プレスリリース「ブリス・ボユオン氏のEDFグループの執行委員会への任命」を参照。）。

(ⅱ) 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：56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アソシエイト・ディレクターに就任した後、2008年にはモスクワオフィスのアソシエイト・ディレクターに就任し、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および事業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：50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（バッス・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 Africaの最高経営責任者に就任している。同氏は2018年５月に再生可能エネルギー担当のEDFグループ上級執行副社長およびEDF Renewablesの会長兼最高経営責任者に就任した。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：48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・マネージャーに就任した。2007年から2009年までは、POWEO Energies Renewables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：62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月から人事部門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。

カロリーヌ・シャナヴァ：57歳。フランス国立東洋言語文化学院（INALCO）および社会科学高等研究院（EHESS）の多言語工学の修士号ならびに中国語の修士号を取得した。また、国防高等研究所（IHEDN）のシニアフェローを務めている。同氏は1990年に、Imaje-Jinglingのセールス・マネージャーとして中国でキャリアをスタートさせた。1995年にSema Group（現SchlumbergerSema）に入社し、中国に子会社を設立後、当該子会社のジェネラル・マネージャーに就任した。フランスに帰国後、同氏はSchlumbergerSemaのアライアンス・パートナー・ディレクターとなった。2003年、カロリーヌ・シャナヴァ氏は、Bullのアジア太平洋戦略担当副部長に就任後、2006年にThalesの航空運営部門に入社し、営業担当副社長、コマーシャル・オペレーション担当副社長、戦略・マーケティング担当副社長の役職を歴任した。2013年、カロリーヌ・シャナヴァ氏は、サービス部門の調達担当部長としてNaval Groupに入社し、軍艦および戦闘システムの保守と近代化を担当した。2017年からは、Naval Groupの人事担当上級執行副社長を務めている。カロリーヌ・シャナヴァ氏は、数か月後に退職するクリストフ・カルヴァル氏の後任となることを視野に、2023年４月17日に人事担当執行副社長としてEDFに入社した。

グザヴィエ・ジール：54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の最高経営責任者代理および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの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の会長兼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：58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、不動産、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：53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７月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：42歳。パリ政治学院（*Institut d'Etudes Politiques de Paris*）を2005年に卒業し、現代文学の修士号を取得。EDFに就職する前、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のトップに就き、2012年にグループ・コミュニケーションの部長代理に任命された。同氏は、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、当社の戦略課題に携わった。2017年、アレクサンドル・ペラ氏は、電力貯蔵分野におけるEDFの戦略を作成し、2018年、同氏は貯蔵計画を牽引した。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、同プロジェクトは今も遂行中である。同氏はまた、当社、当社のグループ企業および子会社の戦略を策定するために従業員同士の対話を促進するグループ全体の教育プログラム「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）」のスポンサーも務めている。アレクサンドル・ペラ氏は、EDF財団の評議員および2017年からはFranco-British Young Leadersの構成員でもある。同氏は、2019年７月から当グループのイノベーション・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：54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。

ブリス・ボユオン：44歳。パリ国立高等鉱業学校（*École des Mines de Paris*）およびパリ政治学院（*Paris Institute of Political Studies*）を卒業し、国立行政学院（*Ecole Nationale d'Administration*）の卒業生でもある。同氏は2007年にキャリアをスタートさせ、国務院（*Conseil d'État*）で裁判官や政府顧問として働き、2010年には書記長代理を務めた。同氏は、2013年にSNCF Transilien に入社し、書記長ならびにマーケティングおよびサービス担当取締役を歴任した。また、2017年にエネルギー規制委員会の最高責任者を務め、その後、2019年にはTransdev Franceに最高責任者代理として入社した。同氏は、2021年以降イル＝ド＝フランス地域圏の最高責任者代理を務めている。ブリス・ボユオン氏は、2023年４月10日にEDFグループの執行委員会に加わり、当グループの書記長に就任した。書記長として、同氏は、当社の法務、監査およびリスク部門、公共および欧州部門ならびにセキュリティおよび経済情報部門の指揮を執る。

アラン・トランゼール：56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：56歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立高等情報通信学校（*Télécom Paris*）を卒業。1991年にEDFに入社し、最初は2002年まで水力工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当の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戦略委員会（CSFN－*Comité stratégique de la filière nucléaire*）および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の監査役を務めている。同氏は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、2023年３月21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（viii）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グループ貯蓄制度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年以内に犯罪捜査の対象となった者、詐欺、汚職の有罪判決もしくは管財人命令を受けた者または破産手続を行った者はいない。

ミシェル・ルソー氏は、セーヌ・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

2022年12月31日現在、当該日時点で在任中の当社の取締役は合計3,288株の株式を保有している。以下の表は、2021年12月31日現在および2022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。

	2022年12月31日現在 EDF株式数	2021年12月31日現在 EDF株式数
カリーヌ・グランジェ	25	25
コレット・ルウィネ(1)	642	2,038

サンドリーヌ・レンリー(2)	34	34
フィリップ・プティコラン	0	10
ヴァンサン・ロデ(1)	401	289
クリスチャン・タクシル(1)	2,186	1,437
合計	**3,288**	**3,833**

(1) 相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

(2) 直接または相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

2022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。

2023年２月16日に任期が始まり、従業員により選任された取締役であるファブリス・ギヨン氏は当該日現在、相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて合計466株のEDF株式を保有していた。

(ⅱ) 当社株式の取引

2006年以降、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、定期的に更新される倫理規約として編集された。

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規則第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。

フランス国家が開始した簡易公開買付に関連して行われた取引

フランス国家が開始した簡易公開買付に関連して、当社が2022年11月22日にフランス金融市場監督局（AMF）に提出したEDFのリプライノートにおいて、当社の取締役会のメンバーは、当該公開買付への株式拠出に関する意思表明を行った。コレット・ルウィネ氏およびフィリップ・プティコラン氏は、保有するEDFの全株式を当該公開買付に拠出する意向を表明した。これらの拠出は、ルウィネ氏については2022年11月29日および30日に、プティコラン氏については2022年12月５日に行われ、公開買付期間中の取締役に適用される特定の申告制度に従って、フランス金融市場監督局（AMF）に提出された。

（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、会長兼最高経営責任者を含まず、社外取締役の３分の２超を含む。

以下の表は、2023年３月21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・ルプティ	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
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
ナタリー・コラン	委員	株主総会により任命された社外取締役
サンドリーヌ・レンリー	委員	従業員により選任された取締役

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

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、公表された基準に従っ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17.1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、最後に取締役会（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日の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提案されたルプティ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フランス金融市場監督局（AMF）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。クレメル氏はフランス商法第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（「第５ ３（１）②（ｖ）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、プティコラン氏もまたフランス商法第L.823-19条の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（ｖ）取締役の独立性の審査」を参照。）。

最後に、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、2021年６月15日にコラン氏を監査委員会の委員に任命することを決定し、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た。また、コラン氏はフランス商法第L.823-19条に規定され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された（「第５ ３（１）②（ｖ）取締役の独立性の審査」を参照。）。

任務

取締役会の監視の下、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、職務遂行のために特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（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サービスの規定の承認）
・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見直しは、経営陣による当グループの環境、社会およびガバナンスの目標および主な成果（主要指標およびESG経過目標のモニタリング）に関する発表、重要なオフバランスシート・コミットメントに関する発表ならびに

監査人による財務書類の準備に関する基準、適用される基準枠、使用された監査手法および監査または限定的なレビュー業務の結果を強調した発表に付随して行われる。

法定監査人は、年次財務書類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すべての会議にも出席する。

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。

2022年の活動

以下の表は、2021事業年度および2022事業年度に関連する統計データを示す。

	2022年	2021年
会議の回数	6	6
平均出席率	97.9%	97.9%
会議の平均時間	3時間9分	2時間39分

2022年において、監査委員会は、特に以下の見直しを行った。

・半期財務書類および年次財務書類ならびに関連財務書類報告書
・法定監査人による2022年監査計画および監査結果の要点の発表、オフバランスシート・コミットメント
・2022年予算および2022－2024年中期計画
・当グループのリスク分類、リスク監視およびリスク管理ならびに進捗アクションの変更
・監査プログラムおよびその実施、内部監査の概要報告書ならびに実施した行動計画のフォローアップ
・当グループのエネルギー市場リスクおよびカウンターパーティー・リスクに関する年次概要書
・年次財務管理および金融リスク管理権限
・EDF Tradingの外部審査の所見
・当グループの保険方針および保険引受可能リスク
・フランス政府による簡易公開買付けに関連した、独立専門家と共有した2022年見通し、2023年および2024年シナリオならびに当グループの軌跡の更新
・ロシア・ウクライナ危機の管理
・2022－2023年冬に向けた当グループの準備

監査委員会は、2023年から2028年までの法定監査人の選任期間について、当社が実施した入札プロセスに関与した。同委員会は、入札者が獲得した基準および評価ならびに当社が受領した技術的および商業的オファーに関する当社の分析を含む調査結果を批判的に検討した。監査委員会は、取締役会に対して２つの勧告を行う前に、さらなる節約をもたらす商業オファーに関する３回目の交渉の実施を要請した。

2022年、EDFの取締役会が2016年11月３日に承認した手続に基づき、監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが財務書類の証明以外のサービスを提供することを承認し、当該手続の条件に基づく事前承認手続の一環として提供されたサービスについての報告を半年に１回受けた。

監査委員会は、2022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または調査の依頼を必要としなかった。

②　会計監査

(ⅰ)　外国監査公認会計士等

当社の外国監査法人等は、KPMG S.A.およびデロイト・エ・アソシエである。2022年12月31日現在、KPMG S.A.による監査は連続で18年目に突入し、デロイト・エ・アソシエによる監査は連続で21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18年が経過している。KPMG S.A.の担当外国監査公認会計士はマリー・ギュイモ氏およびミシェル・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、2022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。

	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
(単位：千ユーロ(千円))	金額（税引後）	%	金額（税引後）	%
監査―法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	3,022 (446,229)	26.7	2,928 (432,348)	14.2
完全連結子会社(1)	6,531 (964,367)	57.7	15,464 (2,283,414)	75.2
小計	**9,553** **(1,410,596)**	**84.4**	**18,392** **(2,715,763)**	**89.4**
非監査サービス(2)				
EDF	1,480 (218,537)	13.0	678 (100,113)	3.3
完全連結子会社(1)	292 (43,117)	2.6	1,508 (222,671)	7.3
小計	**1,772** **(261,654)**	**15.6**	**2,187** **(322,932)**	**10.6**
合計	**11,325** **(1,672,250)**	**100**	**20,579** **(3,038,695)**	**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条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。

2021年の監査報酬

以下の表は、2021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。

	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
(単位：千ユーロ(千円))	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	2,840 (419,354)	27.9	2,942 (434,416)	15.9
完全連結子会社(1)	5,033 (743,173)	49.4	14,276 (2,107,994)	77.3
小計	**7,873** **(1,162,527)**	**77.2**	**17,218** **(2,542,410)**	**93.2**
非監査サービス(2)				
EDF	832 (122,853)	8.2	520 (76,783)	2.8
完全連結子会社(1)	1,493 (220,456)	14.6	735 (108,530)	4.0
小計	**2,325** **(343,310)**	**22.8**	**1,255** **(185,313)**	**6.8**
合計	**10,198** **(1,505,837)**	**100**	**18,473** **(2,727,723)**	**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条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。

(ニ) 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、2021事業年度および2022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。）。「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（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、2022年12月31日に終了した事業年度の財務諸表を承認するために招集される株主総会に提出される予定の、取締役会が決定する役員の報酬に関する方針（「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L.22-10-16条および第L.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、報酬の年間上限総額を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。

2022年５月12日に開催された株主総会において、EDFの取締役および役員の報酬および報酬方針に関する５つの議案（第７号議案から第11号議案）は、98.75%から99.97%の賛成票を得て、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

2023年２月８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、2023年２月16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	2022事業年度中に支払われた金額	2022事業年度について割り当てられた金額	2023事業年度の方針
固定報酬	451,704ユーロ(1)	450,000ユーロ	任命報酬およびガバナンス委員会の勧告を受け、2023年２月16日に開催された取締役会において、2023事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を450,000ユーロに据え置くことが決定された。

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	3,355ユーロ(2)	3,660ユーロ	取締役会が2023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	-	-	-
競業避止義務条項	-	-	-
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。

(1) この金額は、2022事業年度にジャン・ベルナール・レヴィ氏およびリュック・レモン氏に支払われた報酬総額である（詳細は、「第５ ３（４）①（ⅱ）会長兼最高経営責任者の報酬総額」を参照。）。

(2) ジャン・ベルナール・レヴィ氏に支払われた現物給付額は、同氏の辞任日までの日割計算で算出された。

2012年以降、EDFの会長兼最高経営責任者の報酬は、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号により1953年８月９日付命令第53-707号に導入された上限額で設定されている。この規定上の上限は、2012年以降改定されていない。

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。

また、会長兼最高経営責任者は、定款の適用を受けない当社の執行役員および上級管理職のためにEDFが設定した社会保護制度（健康保険および積立保険）の対象となっている。

ジャン・ベルナール・レヴィ氏のEDFの取締役および会長兼最高経営責任者としての任期の辞任、また、取締役会がフランス大統領に対して行った、リュック・レモン氏を当社の会長兼最高経営責任者に任命する提案（「第５ ３（１）②（ⅱ）会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）を考慮し、取締役会は2022年11月18日、任命報酬およびガバナンス委員会からの提案に基づき、2022年５月12日の株主総会で承認された2022年の報酬方針に従い、2022事業年度の新会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を450,000ユーロとすることを決定し、この報酬は、フランスの大統領令によりリュック・レモン氏がEDFの会長兼最高経営責任者に任命された時点から日割計算で算出することを決定した。

2018年から2022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年間における会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDF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（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。

	2022年	2021年	2020年	2019年	2018年
会長兼最高経営責任者の報酬(1)	455,059	453,660	453,660	453,660	452,868

会長兼最高経営責任者の報酬の変化(2)	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%
自己資本比率／平均報酬(3)	6.3	6.6	6.6	6.8	7.1
自己資本比率／報酬中央値(3)	6.8	7.2	7.2	7.4	7.7
平均給与の変化(2)(4)	5.8%	-0.2%	2.87%	3.66%	0.98%
給与中央値の変化(2)(4)	6.2%	-0.1%	3.54%	4.16%	1.81%
グループEBITDAの本業における変動(2)	128.2%	11.3%	-2.70%	8.40%	11.30%

(1) 合計455,059ユーロは、会長兼最高経営責任者としてのジャン・ベルナール・レヴィ氏の辞任日までの報酬および会長兼最高経営責任者としてのリュック・レモン氏の就任日までの報酬の合計に相当する。詳細は、「第５ ３（４）①（ⅱ）(イ）会長兼最高経営責任者の報酬」の表の内訳を参照。

(2) N年目に記録されたN-1年目との比較。

(3) EDFの従業員の給与には、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。

(4) 2021事業年度から2022事業年度の間の平均給与および給与中央値の変化は、バリュー・シェアリング・ボーナス（VSB）の支払いを含む2022年の給与措置および2021年に関して2022年に支払われた給与の変動要素が、COVID-19危機の悪影響を受けた2020年に関して2021年に支払われた金額と比較して増加したことによるものである。

なお、上記比率の算出に考慮した従業員は、2022年を通じて継続して勤務するフランスにおけるEDFのフルタイム相当の全従業員（約60,000人）であり、フランスにおけるEDFの全従業員およびフランスにおける当グループの従業員の約50%に相当する。

(ロ) 取締役に適用される報酬方針

2023年２月８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、2023年２月16日に開催された取締役会において、フランス商法第L.225-45条および第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。*）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。

2023年２月16日に開催された取締役会では、2022事業年度の財務諸表を承認するために招集される株主総会で2023事業年度の取締役の年間報酬パッケージを530,000ユーロとして提出することを決定した。

2011事業年度から適用される年間パッケージの配分方法は、役員の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。これらは2023年２月16日の取締役会によって確認された。追加報酬（下記を参照。）を除き、パッケージの金額は、それぞれパッケージの半分に値し、固定部分と変動部分に配分されており、以下のように分類される。

・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。

2023年の報酬パッケージ530,000ユーロには、General Electricの原子力蒸気発電事業のEDFによる買収計画に関連して、取締役会内部規則第14条に基づき取締役会が設置した作業部会に参加した社外取締役ならびにフランス政府により開始された簡易公開買付けに関連して、AMF一般規制第261-1条およびAMF勧告第2006-15号に基づき取締役会が設置した特別委員会に参加した社外取締役に配分することを決定した90,000ユーロの追加報酬が含まれる（「第５ ３（１）②（ix）2022年度における取締役会の活動」を参照。）。取締役会は、総額から作業部会および特別委員会の議長に合計30,000ユーロを、作業部会および特別委員会の構成員である社外取締役に合計10,000ユーロを配分することを決定した。取締役の任期に関連して支払われる報酬の配分に関する上記の規定は変更されない。

2023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

以下の表は、2022年11月23日にリュック・レモン氏がEDFの会長兼最高経営責任者に任命されるまでの、当社の会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナール・レヴィ氏の報酬の内訳および同日以降のリュック・レモン氏の報酬の内訳を表している。

(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役職勧告2021-02の表１*）

(単位：ユーロ)	2022事業年度	2021事業年度
ジャン・ベルナール・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(1)	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) 任期が2022年１月１日から2022年12月31日までであった場合、通年で支払われるべき金額。

(2) 「第５ ３（４）①（iv）ストック・オプション－無償株式」に記載されているとおり、当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない。

会長兼最高経営責任者へ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役職勧告2021-02の表１*）

(単位：ユーロ)	2022事業年度	2021事業年度
リュック・レモン(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。）	48,006(1)	n.a.
事業年度中に受け取った様々な多年度報酬	-	n.a.
事業年度中に割り当てられたオプション評価(2)	-	n.a.
事業年度中に割り当てられた無償株式評価(2)	-	n.a.
合計	**48,006**	**n.a.**

n.a.＝該当なし。

(1) レモン氏の会長兼最高経営責任者就任から日割計算で支払われるべき金額。

(2) 「第５ ３（４）①（iv）ストック・オプション－無償株式」に記載されているとおり、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、ジャン・ベルナール・レヴィ氏およびリュック・レモン氏に対して2021事業年度および2022事業年度中に支払済みおよび2021事業年度および2022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役職勧告2021-02の表２*)

	2022事業年度		2021事業年度	
(単位：ユーロ)	支払われるべき金額	支払済みの金額	支払われるべき金額	支払済みの金額

ジャン・ベルナール・レヴィ **(会長兼最高経営責任者)**				
固定報酬	450,000(1)	403,977(2)	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(3)	3,660(1)	3,355(2)	3,660	3,660
合計	**453,660**	**407,332**	**453,660**	**453,660**

(1)　任期が2022年１月１日から2022年12月31日までであった場合、通年で支払われるべき金額。

(2)　支払額は、ジャン・ベルナール・レヴィ氏の辞任日までの日割計算で算出された。

(3)　現物給付は社用車の提供に相当する。

会長兼最高経営責任者の報酬の概要(*AMF役職勧告2021-02の表２*)

	2022事業年度		2021事業年度	
(単位：ユーロ)	支払われるべき金額	支払済みの金額	支払われるべき金額	支払済みの金額
リュック・レモン **(会長兼最高経営責任者)**				
固定報酬	47,727(1)	47,727(2)	n.a.	n.a.
変動報酬	-	-	n.a.	n.a.
多年度報酬	-	-	n.a.	n.a.
特別報酬	-	-	n.a.	n.a.
取締役報酬	-	-	n.a.	n.a.
現物給付(3)	279(1)	0(4)	n.a.	n.a.
合計	**48,006**	**47,727**	**n.a.**	**n.a.**

n.a.＝該当なし。

(1)　レモン氏の会長兼最高経営責任者就任から日割計算で支払われるべき金額。

(2)　支払額は、レモン氏が会長兼最高経営責任者に任命された時点から日割計算で算出されている。

(3)　現物給付は社用車の提供に相当する。

(4)　これらの現物給付の金額は、2023年初めに計上されるものとする。

(ロ)　会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2022事業年度の報酬

2022年２月８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であるジャン・ベルナール・レヴィ氏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2022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2022年２月17日に開催された会議において、2022事業年度のジャン・ベルナール・レヴィ氏の年間固定報酬総額を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。

ジャン・ベルナール・レヴィ氏がEDFの取締役および会長兼最高経営責任者の任期を辞任したことを考慮し、2022年11月17日に開催された任命報酬およびガバナンス委員会は、2022事業年度の新会長兼最高経営責任者の報酬案を検討し、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リュック・レモン氏に対して据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。取締役会がフランス大統領に対して行った、リュック・レモン氏を当社の会長兼最高経営責任者に任命する提案（「第５　３（１）②（ⅱ）会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）と同時に、取締役会は、任命報酬およびガバナンス委員会の提案に基づき、2022年11月18日、2022年５月12日の株主総会で承認された2022年の報酬方針に従い、2022事業年度の新会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を450,000ユーロとすることを決定し、さらにこの報酬を、フランスの大統領令によりリュック・レモン氏がEDFの会長兼最高経営責任者として任命された時点から日割計算で算出することを決定した。

2023事業年度の報酬

2023年２月８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2023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2023年２月16日に開催された会議において、2023事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を450,000ユーロに据え置くことを決定したが、2012年７月26日付命令第2012-915号により1953年８月９日付命令第53-707号において2012年に導入された上限額は、同日以降引き上げられていないことに留意した。リュック・レモン氏の報酬には、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

2022年に、ジャン・ベルナール・レヴィ氏およびリュック・レモン氏は、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、2022年にジャン・ベルナール・レヴィ氏またはリュック・レモン氏に対してストック・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ジャン・ベルナール・レヴィ氏またはリュック・レモン氏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・ベルナール・レヴィ氏は、2022年の会長兼最高経営責任者としての任期の終了に関連して、いずれの手当または補償も受け取っていない。レヴィ氏はまた、当社から競業避止義務、雇用契約または補足的年金制度に関連する補償を受け取っていない。

リュック・レモン氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。レモン氏は、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。

(iii) 取締役の報酬総額

2022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

2022年５月12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2022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。

役員の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。）。

2023年２月16日に開催された取締役会（「第５ ３（４）①（ⅰ）(ロ) 取締役に適用される報酬方針」を参照。）では、General Electricの原子力蒸気発電事業のEDFによる買収提案に関連して、取締役会内部規則第14条に基づき取締役会が設置した作業部会に参加した社外取締役ならびにフランス政府により開始された簡易公開買付け（「第５ ３（１）②（ix）2022年度における取締役会の活動」を参照。）に関連して、AMF一般規制第261-1条およびAMF勧告第2006-15号に基づき取締役会が設置した特別委員会に参加した社外取締役に追加報酬を配分することを決定した。この追加報酬は、関係するすべての取締役に対して合計90,000ユーロになる。2022年の財務諸表を承認するために招集される株主総会に提出される2023事業年度の取締役の報酬に割り当てられた530,000ユーロは、この追加報酬が含まれる。

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、取締役に対して2021事業年度および2022事業年度中に支払われたかまたはこれらの事業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条および第L.22-10-14条に従って、2021事業年度および2022事業年度について割り当てられ、2021事業年度および2022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。

	2022事業年度		2021事業年度	
2022年12月31日現在在任中の取締役 *(単位：ユーロ)*	2022事業年度について付与された報酬(1)	2022事業年度中に支払われた報酬(2)	2021事業年度について付与された報酬(1)	2021事業年度中に支払われた報酬(2)
ナタリー・コラン	41,107	29,205	19,205	0
ブルーノ・クレメル	39,889	40,149	40,149	40,000
ジル・ドゥノワイエル	40,295	41,238	41,238	40,714
アンヌ・マリー・デコート(3)	3,471	n.a.	n.a.	n.a.

デルフィーヌ・ジェニー・ステファン(3)	25,724	2,735	n.a.	n.a.
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	43,948	46,139	46,139	44,286
コレット・ルウィネ	40,701	46,139	46,139	47,143
クレール・プディニ	41,919	43,960	43,960	45,000
フィリップ・プティコラン	41,107	39,059	39,059	33,571
リュック・レモン(3)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
ミシェル・ルソー	41,107	39,604	39,604	38,571
アレクシ・ザグドンディヴェール(3)	12,335	n.a.	n.a.	n.a.
合計	**371,603**	**328,228**	**315,493**	**289,285**

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) 2022事業年度中に就任した取締役。

	2022事業年度		2021事業年度	
2022事業年度に任期満了の取締役 *(単位：ユーロ)*	2022事業年度について付与された報酬(1)	2022事業年度中に支払われた報酬(2)	2021事業年度について付与された報酬(3)	2021事業年度中に支払われた報酬(4)
ヴェロニック・ベダーグ・アミルュス	12,136	28,701	31,436	37,857
フランソワ・ドラットル	23,869	35,792	35,792	35,000
セリーヌ・フォルナーロ	9,196	166	n.a.	n.a.
ジャン・ベルナール・レヴィ	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
マルタン・ヴィアル	16,867	38,491	40,149	39,286
合計	**62,068**	**103,150**	**107,377**	**112,143**

n.a.＝該当なし。

(1) 2022年に支払われた報酬には、事業年度の任期に比例して決定された2022事業年度の固定部分および2022事業年度に係る変動部分が含まれる。

(2) 2022年に支払われた報酬には、2021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事業年度の任期に比例して決定される、2022年について支払われるべき固定部分が含まれる。

(3) 各事業年度に配分される報酬には、当該事業年度に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。

(4) 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。

	2022事業年度		2021事業年度	
2021事業年度に任期満了の取締役 *(単位：ユーロ)*	2022事業年度について付与された報酬	2022事業年度中に支払われた報酬(1)	2021事業年度について付与された報酬(2)	2021事業年度中に支払われた報酬(3)
ローランス・パリゾ	n.a.	5,990	12,924	35,505
合計	**n.a.**	**5,990**	**12,924**	**35,505**

n.a.＝該当なし。

(1) 2022事業年度中に支払われた報酬には、2022年初めに支払われた2021事業年度に係る変動部分の全額が含まれる。

(2) 各事業年度に配分される報酬には、当該事業年度に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。

(3) 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。

(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、2023年５月15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＝147.66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

		2022年度		2021年度	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	*5.1*	143,476	211,857	84,461	124,715
購入燃料およびエネルギー費用	*5.2*	(121,010)	(178,683)	(44,299)	(65,412)
その他の対外費用(1)		(9,420)	(13,910)	(8,595)	(12,691)
人件費	*5.3*	(15,236)	(22,497)	(14,494)	(21,402)
法人所得税を除く税金	*5.4*	(3,163)	(4,670)	(3,330)	(4,917)
その他の営業収益および営業費用	*5.5*	367	542	4,262	6,293
減価償却費および償却費控除前営業利益	***5***	**(4,986)**	**(7,362)**	**18,005**	**26,586**
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*	(849)	(1,254)	(215)	(317)
減価償却費および償却費（純額）		(11,079)	(16,359)	(10,789)	(15,931)
（減損）／戻入	*10.8*	(1,762)	(2,602)	(653)	(964)
その他の収益および費用	*7*	(687)	(1,014)	(1,123)	(1,658)
営業利益		**(19,363)**	**(28,591)**	**5,225**	**7,715**
総金融負債に係る費用	*8.1*	(1,730)	(2,555)	(1,459)	(2,154)
割引の影響	*8.2*	174	257	(2,670)	(3,943)
その他の金融収益および費用	*8.3*	(1,997)	(2,949)	4,489	6,628
金融損益	***8***	**(3,553)**	**(5,246)**	**360**	**532**
連結会社の税引前利益		**(22,916)**	**(33,838)**	**5,585**	**8,247**
法人所得税	*9*	3,926	5,797	(1,400)	(2,067)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	*12*	759	1,121	644	951
非継続事業の純利益		6	9	(1)	(1)
連結純利益		**(18,225)**	**(26,911)**	**4,828**	**7,129**
EDFの純利益		**(17,940)**	**(26,490)**	**5,113**	**7,550**
EDFの純利益―継続事業		(17,946)	(26,499)	5,114	7,551
EDFの純利益―非継続事業		6	9	(1)	(1)
非支配持分に帰属する純利益		**(285)**	**(421)**	**(285)**	**(421)**
非支配持分に帰属する純利益―継続事業		(285)	(421)	(285)	(421)
非支配持分に帰属する純利益―非継続事業		-	-	-	-
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		(5.03)	(743)	1.46	216
希薄化後１株当たり利益		(5.03)	(743)	1.36	201
継続事業の基本的１株当たり純利益		(5.03)	(743)	1.46	216
継続事業の希薄化後１株当たり純利益		(5.03)	(743)	1.36	201

(1) 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。

連結包括利益計算書

（単位：百万ユーロ）	*注記*	2022年度 EDFの純利益	2022年度 非支配持分に帰属する純利益	2022年度 合計	2021年度 EDFの純利益	2021年度 非支配持分に帰属する純利益	2021年度 合計
連結純利益		**(17,940)**	**(285)**	**(18,225)**	**5,113**	**(285)**	**4,828**
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―変動総額	*18.7.5*	(3,579)	57	(3,522)	(3,292)	(33)	(3,325)
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値―税効果		936	(14)	922	779	8	787
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値―変動総額	*18.7.5*	308	-	308	(673)	-	(673)
純投資ヘッジの公正価値―税効果		65	-	65	(83)	-	(83)
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*	(1,660)	-	(1,660)	(346)	-	(346)
関連する税効果		428	-	428	101	-	101
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）							
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）―変動総額(1)	*18.7.5*	155	-	155	-	-	-
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）―税効果		(40)	-	(40)	-	-	-
換算調整―被支配事業体		**(1,114)**	**(546)**	**(1,660)**	**1,935**	**606**	**2,541**
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分―純損益にリサイクルできる項目		**521**	**-**	**521**	**(80)**	**-**	**(80)**
リサイクルを伴う自己資本計上損益		***(3,980)***	***(503)***	***(4,483)***	***(1,659)***	***581***	***(1,078)***
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*	(16)	-	(16)	15	1	16
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(2)	*16.1.3*	3,899	(405)	3,494	1,144	263	1,407
関連する税効果(2)		458	103	561	(421)	(89)	(510)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分―純損益にリサイクルできない項目		**216**	**-**	**216**	**(83)**	**-**	**(83)**
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		***4,557***	***(302)***	***4,255***	***655***	***175***	***830***
自己資本計上損益合計		**577**	**(805)**	**(228)**	**(1,004)**	**756**	**(248)**
連結包括利益		**(17,363)**	**(1,090)**	**(18,453)**	**4,109**	**471**	**4,580**
継続事業の包括利益		(17,369)	(1,090)	(18,459)	4,110	471	4,581
非継続事業の包括利益		6	-	6	(1)	-	(1)

（単位：億円）	注記	2022年度 EDFの純利益	2022年度 非支配持分に帰属する純利益	2022年度 合計	2021年度 EDFの純利益	2021年度 非支配持分に帰属する純利益	2021年度 合計
連結純利益		**(26,490)**	**(421)**	**(26,911)**	**7,550**	**(421)**	**7,129**
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―変動総額	*18.7.5*	(5,285)	84	(5,201)	(4,861)	(49)	(4,910)
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値―税効果		1,382	(21)	1,361	1,150	12	1,162
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値―変動総額	*18.7.5*	455	-	455	(994)	-	(994)
純投資ヘッジの公正価値―税効果		96	-	96	(123)	-	(123)
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*	(2,451)	-	(2,451)	(511)	-	(511)
関連する税効果		632	-	632	149	-	149
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）							
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）―変動総額(1)	*18.7.5*	229	-	229	-	-	-
ヘッジコストの公正価値（外貨ベーシス・スプレッド）―税効果		(59)	-	(59)	-	-	-
換算調整―被支配事業体		**(1,645)**	**(806)**	**(2,451)**	**2,857**	**895**	**3,752**
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分―純損益にリサイクルできる項目		**769**	**-**	**769**	**(118)**	**-**	**(118)**
リサイクルを伴う自己資本計上損益		***(5,877)***	***(743)***	***(6,620)***	***(2,450)***	***858***	***(1,592)***
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*	(24)	-	(24)	22	1	24
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(2)	*16.1.3*	5,757	(598)	5,159	1,689	388	2,078
関連する税効果(2)		676	152	828	(622)	(131)	(753)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分―純損益にリサイクルできない項目		**319**	**-**	**319**	**(123)**	**-**	**(123)**
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		***6,729***	***(446)***	***6,283***	***967***	***258***	***1,226***
自己資本計上損益合計		**852**	**(1,189)**	**(337)**	**(1,483)**	**1,116**	**(366)**
連結包括利益		**(25,638)**	**(1,609)**	**(27,248)**	**6,067**	**695**	**6,763**
継続事業の包括利益		(25,647)	(1,609)	(27,257)	6,069	695	6,764
非継続事業の包括利益		9	-	9	(1)	-	(1)

(1) ヘッジコストの変動額は、過年度数値の再表示による影響125百万ユーロを含む。

(2) 自己資本に含まれる数理計算上の利益は、主にフランスに関連している（注記16.1を参照）。その税効果は、繰延税金資産の認識方針に起因して限定的である。繰延税金資産は、10年内に解消すると見込まれる一時差異については全額認識され、それ以後に解消すると見込まれる一時差異については同時に認識される繰延税金負債の範囲内で認識される。2022年度に発生した数理計算上の利益の大部分は従業員給付引当金に係る10年超で解消する部分に関連しており、2021年12月31日現在では対応する繰延税金資産が認識されなかった。

連結貸借対照表

		2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資　　産					
のれん	*10.1*	9,513	14,047	10,945	16,161
その他の無形資産	*10.2*	10,619	15,680	10,221	15,092
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*	101,126	149,323	98,237	145,057
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	*11.1*	63,966	94,452	62,132	91,744
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*	6,816	10,065	6,881	10,160
関連会社および共同支配企業に対する投資	*12*	9,421	13,911	8,084	11,937
非流動金融資産	*18.1*	48,512	71,633	55,609	82,112
その他の非流動債権	*13.3.4*	2,165	3,197	2,092	3,089
繰延税金資産	*9.3*	8,696	12,841	1,667	2,461
非流動資産		**260,834**	**385,147**	**255,868**	**377,815**
棚卸資産	*13.2*	17,661	26,078	16,197	23,916
営業債権	*13.3*	24,844	36,685	22,235	32,832
流動金融資産	*18.1*	58,033	85,692	39,937	58,971
当期税金資産		497	734	544	803
その他の流動債権	*13.3.4*	15,165	22,393	16,197	23,916
現金および現金同等物	*18.2*	10,948	16,166	9,919	14,646
流動資産		**127,148**	**187,747**	**105,029**	**155,086**
売却目的保有に分類された資産	*3.2*	150	221	69	102
資産合計		**388,132**	**573,116**	**360,966**	**533,002**

		2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
	注記	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*	1,944	2,871	1,619	2,391
EDFの純利益および連結剰余金		32,396	47,836	48,592	71,751
自己資本（EDF持分）		***34,340***	***50,706***	***50,211***	***74,142***
自己資本（非支配持分）	*14.6*	12,272	18,121	11,778	17,391
自己資本合計	***14***	**46,612**	**68,827**	**61,989**	**91,533**
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	*15*	56,021	82,721	62,067	91,648
従業員給付引当金	*16*	16,231	23,967	21,716	32,066
その他の引当金	*17*	4,671	6,897	5,442	8,036
非流動引当金		**76,923**	**113,585**	**89,225**	**131,750**
フランスの公共配電特別委譲負債	*11.2*	49,459	73,031	48,853	72,136
非流動金融負債	*18.3*	71,058	104,924	56,543	83,491
その他の非流動負債	*13.5*	4,968	7,336	4,816	7,111
繰延税金負債	*9.3*	1,533	2,264	2,401	3,545
非流動負債		**203,941**	**301,139**	**201,838**	**298,034**
流動引当金	*15*、*16.1*および*17*	7,943	11,729	6,836	10,094
営業債務	*13.4*	23,284	34,381	19,565	28,890
流動金融負債	*18.3*	71,844	106,085	45,014	66,468
当期税金負債		967	1,428	446	659
その他の流動負債	*13.5*	33,504	49,472	25,248	37,281
流動負債		**137,542**	**203,095**	**97,109**	**143,391**
売却目的保有に分類された負債	*3.2*	37	55	30	44
自己資本および負債合計		**388,132**	**573,116**	**360,966**	**533,002**

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2022年度 百万ユーロ	2022年度 億円	2021年度 百万ユーロ	2021年度 億円
営業活動：					
連結純利益		**(18,225)**	**(26,911)**	**4,828**	**7,129**
非継続事業の純利益		**6**	**9**	**(1)**	**(1)**
継続事業の純利益		**(18,231)**	**(26,920)**	**4,829**	**7,131**
減損/(戻入)		1,762	2,602	653	964
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		6,820	10,070	10,488	15,487
金融収益および費用		446	659	(89)	(131)
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		590	871	467	690
資産譲渡損益		(143)	(211)	(67)	(99)
法人所得税		(3,926)	(5,797)	1,401	2,069
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分		(759)	(1,121)	(644)	(951)
運転資本の変動	*13.1.3*	8,301	12,257	(1,526)	(2,253)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		***(5,140)***	***(7,590)***	***15,512***	***22,905***
金融費用支出（純額）		(1,003)	(1,481)	(588)	(868)
法人所得税支払額		(1,282)	(1,893)	(2,276)	(3,361)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**(7,425)**	**(10,964)**	**12,648**	**18,676**
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）		-	-	-	-
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**(7,425)**	**(10,964)**	**12,648**	**18,676**
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(198)	(292)	(165)	(244)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		694	1,025	1,154	1,704
無形資産および有形固定資産への投資	*10.7*	(18,324)	(27,057)	(17,606)	(25,997)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		87	128	264	390
金融資産の変動		(7,344)	(10,844)	1,776	2,622
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**(25,085)**	**(37,041)**	**(14,577)**	**(21,524)**
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）		-	-	-	-
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**(25,085)**	**(37,041)**	**(14,577)**	**(21,524)**
財務活動：					
EDFの増資	*14.1*	3,252	4,802	-	-
非支配株主との取引(1)		1,795	2,650	2,076	3,065
親会社の支払配当金	*14.3*	(72)	(106)	(84)	(124)
非支配株主に対する支払配当金		(407)	(601)	(163)	(241)
自己株式の買入/売却		4	6	(3)	(4)
株主とのキャッシュ・フロー		***4,572***	***6,751***	***1,826***	***2,696***
借入債務の発行	*18.3.2.1*	34,165	50,448	6,943	10,252
借入債務の返済	*18.3.2.1*	(5,876)	(8,677)	(5,161)	(7,621)
永久劣後債の発行	*14.4*	994	1,468	1,235	1,824
永久劣後債の持参人に対する支払額	*14.4*	(606)	(895)	(547)	(808)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金		694	1,025	677	1,000
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		***29,371***	***43,369***	***3,147***	***4,647***
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**33,943**	**50,120**	**4,973**	**7,343**
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）		-	-	-	-
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		**33,943**	**50,120**	**4,973**	**7,343**
継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		1,433	2,116	3,044	4,495
非継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		-	-	-	-
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		**1,433**	**2,116**	**3,044**	**4,495**
現金および現金同等物の期首残高		**9,919**	**14,646**	**6,270**	**9,258**
現金および現金同等物の純増加（減少）額		1,433	2,116	3,044	4,495
為替変動		(397)	(586)	180	266
現金および現金同等物に係る金融収益		100	148	38	56
その他の非資金変動		(107)	(158)	387	571
現金および現金同等物の期末残高	*18.2*	**10,948**	**16,166**	**9,919**	**14,646**

(1) 被支配会社の増資／減資および少数株主持分の取得／処分。2022年度のこの項目は主に、NNB Holding Company (HPC) Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）の増資に対するCGNの払込みに関連する金額1,351百万ユーロ、ベルギーのSeraing CCGTプロジェクト向けパートナー拠出金176百万ユーロ、ならびにイタリアの再生可能エネルギー資産の49%を2021年度に支配の喪失を伴わずに売却したことを受けて受領した価格補償54百万ユーロを含む。2021年度のこの項目は、NNB Holding Company (HPC) Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）およびNNB Holding Company (SZC) Ltd.(サイズウェルCプロジェクト向け)の増資に対するCGNの払込みに関連する金額1,304百万ユーロ、Edison Renewablesの49%の売却に関連する金額865百万ユーロならびにE2i Energie Specialiの70%の取得に関連する金額(276)百万ユーロを含んでいた。

連結自己資本変動計算書

2022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
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**
自己資本計上損益	-	-	1,699	(3,358)	655	*(1,004)*	756	(248)
純利益	-	-	-	-	5,113	*5,113*	(285)	4,828
連結包括利益	**-**	**-**	**1,699**	**(3,358)**	**5,768**	***4,109***	**471**	**4,580**
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(547)	*(547)*	-	(547)
永久劣後債の発行/償還（注記14.4参照）	-	-	-	-	972	*972*	-	972
支払配当金	-	-	-	-	(1,599)	*(1,599)*	(163)	(1,762)
自己株式の買入/売却	-	(4)	-	-	-	*(4)*	-	(4)
EDFの増資（注記14.1参照）	69	-	-	-	1,446	*1,515*	-	1,515
その他の変動(4)	-	-	-	-	132	*132*	1,877	2,009
2021年12月31日現在自己資本	**1,619**	**(14)**	**828**	**(4,474)**	**52,252**	***50,211***	**11,778**	**61,989**
自己資本計上損益	-	-	(1,003)	(2,977)	4,557	*577*	(805)	(228)
純利益	-	-	-	-	(17,940)	*(17,940)*	(285)	(18,225)
連結包括利益	**-**	**-**	**(1,003)**	**(2,977)**	**(13,383)**	***(17,363)***	**(1,090)**	**(18,453)**
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(606)	*(606)*		(606)
永久劣後債の発行/償還（注記14.4参照）	-	-	-	-	(1,025)	*(1,025)*		(1,025)
支払配当金	-	-	-	-	(1,050)	*(1,050)*	(407)	(1,457)
自己株式の買入/売却	-	7	-	-	-	*7*	-	7
EDFの増資（注記14.1参照）	325	-	-	-	3,915	*4,240*	-	4,240
その他の変動(5)	-	-	-	-	(74)	*(74)*	1,991	1,917
2022年12月31日現在自己資本	**1,944**	**(7)**	**(175)**	**(7,451)**	**40,029**	***34,340***	**12,272**	**46,612**

（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
2020年12月31日現在自己資本	**2,289**	**(15)**	**(1,286)**	**(1,648)**	**68,042**	***67,382***	**14,165**	**81,547**
自己資本計上損益	-	-	2,509	(4,958)	967	*(1,483)*	1,116	(366)
純利益	-	-	-	-	7,550	*7,550*	(421)	7,129
連結包括利益	**-**	**-**	**2,509**	**(4,958)**	**8,517**	***6,067***	**695**	**6,763**
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(808)	*(808)*	-	(808)
永久劣後債の発行/償還（注記14.4参照）	-	-	-	-	1,435	*1,435*	-	1,435
支払配当金	-	-	-	-	(2,361)	*(2,361)*	(241)	(2,602)
自己株式の買入/売却	-	(6)	-	-	-	*(6)*	-	(6)
EDFの増資（注記14.1参照）	102	-	-	-	2,135	*2,237*	-	2,237
その他の変動(4)	-	-	-	-	195	*195*	2,772	2,966
2021年12月31日現在自己資本	**2,391**	**(21)**	**1,223**	**(6,606)**	**77,155**	***74,142***	**17,391**	**91,533**
自己資本計上損益	-	-	(1,481)	(4,396)	6,729	*852*	(1,189)	(337)
純利益	-	-	-	-	(26,490)	*(26,490)*	(421)	(26,911)
連結包括利益	**-**	**-**	**(1,481)**	**(4,396)**	**(19,761)**	***(25,638)***	**(1,609)**	**(27,248)**
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(895)	*(895)*		(895)
永久劣後債の発行/償還（注記14.4参照）	-	-	-	-	(1,514)	*(1,514)*		(1,514)
支払配当金	-	-	-	-	(1,550)	*(1,550)*	(601)	(2,151)
自己株式の買入/売却	-	10	-	-	-	*10*	-	10
EDFの増資（注記14.1参照）	480	-	-	-	5,781	*6,261*	-	6,261
その他の変動(5)	-	-	-	-	(109)	*(109)*	2,940	2,831
2022年12月31日現在自己資本	**2,871**	**(10)**	**(258)**	**(11,002)**	**59,107**	***50,706***	**18,121**	**68,827**

(1) 2022年度における換算調整の変動は(1,003)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の下落に起因する（2021年12月31日現在１英ポンド＝1.190ユーロ、2022年12月31日現在１英ポンド＝1.127ユーロ）。

(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。これらはまた、クロスカレンシー・スワップの外貨ベーシス・スプレッドに起因するヘッジコストの価値の変動も含む。

(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) 2021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 Company (HPC) Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）およびNNB Holding Company (SZC) Ltd.(サイズウェルCプロジェクト向け)の増資に対するCGNの払込みによる影響額1,304百万ユーロを含む。2021年度における自己資本（EDF持分）の「その他の変動」はまた、以下も含む。

- *給付の帰属に関するIFRICの決定の適用による雇用後従業員給付引当金の過年度調整、税引後で49百万ユーロ。*
- *SaaS（サービスとしてのソフトウェア）に関するコンフィギュレーションおよびカスタマイズのコストの認識に関するIFRICの決定のIASBによる確認を受けて行われた、従来資産計上されていた当該コストの純帳簿価額の再分類、税引後で(64)百万ユーロ。*

自己資本（EDF持分および非支配持分）の「その他の変動」はまた、連結方法の変更を伴わない取得および売却の形の少数株主との取引による自己資本への影響額も含む（Edison Renewablesの49%の売却、E2iの70%の取得およびPod PointによるIPO、注記3.1.2を参照）。

(5) 2022年度における自己資本（非支配持分）の「その他の変動」は、CGNの払込みによるNNB Holding Company (HPC) Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）の増資1,351百万ユーロを含む。これらはまた、以下も含む。

- *2022年11月30日付のNNB Holding Company（SZC）Ltd.に対する英国政府（HMG）の投資および同社からのCGNの撤退による自己資本（EDF持分）への影響額(170)百万ユーロおよび自己資本（非支配持分）への影響額361百万ユーロ（注記14.6を参照）。*
- *ベルギーの所有プロジェクト（Seraing CCGTプロジェクト）およびEDF Renewables（イスラエルのプロジェクト）に関連する支配の喪失を伴わない処分およびパートナー拠出による自己資本(EDF持分)への影響額56百万ユーロおよび自己資本(非支配持分)への影響額281百万ユーロ。*
- *従業員割当（ERO）に起因する費用に関する調整による自己資本（EDF持分）への影響額44百万ユーロ（注記７を参照）。*

次へ

連結財務諸表に対する注記

フランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）は、フランス法に準拠し、フランス（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、2022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2022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、2023年２月16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、2023年６月14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2022年12月31日現在の連結財務諸表は、2022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、認識および測定の規則に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

当グループは、2022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。

2022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から1.2.4に記載した変更を除き、2021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2023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1.2.5）に関する情報も記載している。

明瞭性の目的で、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　IAS第16号「有形固定資産－意図した使用の前の収入」の改訂

2022年１月１日以後、資産の運転開始前に当該資産により生産された物品の販売（例えば、検査フェーズ中の電力販売）による収入は、当該資産の取得原価から控除されない。これらの収入および関連する費用は、受取時または発生時に純損益に含められる。

これらの改訂の適用は、当グループの2022年12月31日現在の財務諸表に重要な影響を与えていない。当グループにおいて、これらは主に、フラマンヴィル３EPRの試運転および試験フェーズに関係する。

1.2.2　IAS第37号の改訂「不利な契約―契約履行のコスト」

これらの改訂は、不利な契約に係る引当金が、増分費用だけでなく契約を履行するために必要なすべての費用に相当する不可避的なコストを基礎とすることを求めている。

これにより、考慮すべき費用の範囲が拡大され、契約による債務を履行するための増分コスト（例えば、労務費および材料費）と、契約に直接関連する他のコストの配分（例えば、使用される設備の減価償却費の配分、または保険費用）の両方を含むこととなった。

これらの改訂の適用は、当グループの財務諸表に重要な影響を与えていない。

1.2.3　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

これらの改訂は、金利改革の直接的な結果として契約上の変更が生じた金融資産および負債に対し、2021年１月１日から適用されている。

この改革は将来に向かって適用され、純損益への影響はなく、関連する商品に係るヘッジ関係は維持される。

その影響は主に業務上のもの（契約の再交渉、フォールバック条項、情報システムのアップグレード）である。既に適用された金利の置換えについては、2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記1.2.1に記載されている。

当グループは、2021年11月にISDAフォールバック・プロトコルを適用した際に、2022年１月１日から関係するすべてのデリバティブについてLibor GBPをSoniaに置き換えた。

USD Liborの置換作業は、USD Liborの公表終了日、すなわち2023年６月30日までに行われる。

1.2.4　2022年１月１日から適用されるその他の改訂

当グループは、以下の改訂について重要な影響はないものと見込んでいる。

・「IFRS基準の年次改善－2018年－2020年」
・IFRS第３号「企業結合の改訂－概念フレームワークへの参照」

1.2.5　欧州連合により採択され2023年１月１日以後開始する事業年度から適用される基準

1.2.5.1　IAS第12号「法人所得税」の改訂－単一の取引から生じた資産および負債に係る繰延税金

2023年１月１日以後、企業は、当初認識時に同額の将来加算一時差異と将来減算一時差異を生じさせる取引について、繰延税金を認識することが要求される。当該IAS第12号の改訂は、リース契約および設備廃止費用に係る繰延税金の取扱いの明確化を目的としている。

当グループは、これらの適用について重要な影響はないものと見込んでいる。

1.2.5.2　IFRS第17号「保険契約」

IFRS第17号は、当該基準の適用範囲に含まれる保険契約の認識、測定、表示および開示の原則を定めている。

当グループは、この適用について重要な影響はないものと見込んでいる。

1.2.5.3　その他の改訂

当グループは、以下の改訂について重要な影響はないものと見込んでいる。

・IAS第１号「財務諸表の表示」－負債の流動または非流動への分類
・IAS第８号「会計方針、会計上の見積りの変更および誤謬」－会計上の見積りの定義

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。当該売却日または清算日に、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。

ただし、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表示される「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する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。

従って当グループは、数年間にわたり稼働期間の延長に向けて準備を進めてきており、2015年１月に取締役会により原則的に承認された業界のグラン・カレナージュ改修計画に基づき、必要な投資を行っている。

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。

2021年２月23日、原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）は、EDFの900MW原子炉の第４回10年検査後の稼働継続条件に係る決議を公表した。ASNは「EDFが計画した措置とASNが規定した措置を組み合わせることで、これらの原子炉の第４回10年検査後さらに10年間の稼働継続の見通しが立つ」と判断した。この決議をもって、類似の設計モデルを持つ全ての900MW原子炉に共通する施設の調査および変更に関連する、当該検査の「一般」フェーズが終了した。

2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン１号機ならびに2021年度のビュジェ２号機、ビュジェ４号機およびトリカスタン２号機の後、更に６基の原子炉が2022年度中に稼働年数40年の節目に達し、第４回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した（ダンピエール１号機、グラヴリーヌ１号機、ビュジェ５号機、トリカスタン３号機、グラヴリーヌ３号機およびダンピエール２号機）。ブレイエ１号機の第４回10年検査は2022年８月に開始され、2022年12月31日現在も進行中であった。

2021年度に1,300MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足されたため、その減価償却期間は40年から50年へ延長された。

1,450MWシリーズ原子炉（ショーおよびシヴォーの原子炉４基）はこれより更に新しく、延長の条件がまだ充足されていないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

1.3.4.2　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、2022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、当グループの財務諸表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、以下のような不確定要素とともに織り込まれる。

- 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、ならびに、より全般的にはフランスのエネルギー政策に沿ったOranoの長期産業戦略の見通し、設備の稼働状況、および関連費用と投資の水準。
- 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。
- 原子力施設の耐用年数（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シリーズおよび1,300MWシリーズの発電所については50年、1,450MW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。

2022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、2022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変動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　その他の判断および見積り

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。

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。例えば、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（FCPR）を設定している（注記15.1.2.2を参照）。当該ファンドの特性、ファンド・マネジャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手続に鑑み、当グループはこれらのファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている。従って、当該ファンドはIFRS第９号を適用して負債証券として会計処理されている。

当グループは子会社であるLuminusを通じて、Luminus Seraing 2.0 SAに対する49%の持分を有している。そのガバナンスおよび契約上の合意によりLuminusは当該企業に対する独占的支配を有しており、当該企業はIFRS第10号を適用して完全連結されている。

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、特にそれら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.および中国のTaishan（TNPJVC）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

1.4.1 比較可能性に対する市場価格水準の影響

財務諸表は市場価格の水準およびボラティリティによる影響を受けており、特定の集計項目については、この影響は2021年12月31日現在よりも更に顕著になっている。

貸借対照表合計額は、特にデリバティブの公正価値が増加した結果、3,610億ユーロから3,880億ユーロに増加した（注記18.1.1および18.3.1を参照）（トレーディング・デリバティブ：資産+105億ユーロ、負債+69億ユーロ、ヘッジ・デリバティブ：資産+23億ユーロ、負債+78億ユーロ）。貸借対照表合計額は、既に2020年12月31日から2021年12月31日の間に、同じくデリバティブの公正価値の増加のほか、営業債権および債務に関連する運転資本の増加、ならびにトレーディング業務における資産および負債に係るマージンコールの増加に起因して、3,060億ユーロから3,610億ユーロに増加していた（2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記13を参照）。「その他の流動債権」において、通常は借方ポジションであるEDF SAのCSPE（2020年12月31日現在約20億ユーロの債権）は、2021年12月31日現在３億ユーロおよび2022年12月31日現在61億ユーロの価額で「その他の流動負債」の貸方ポジションにある（注記13.5.4を参照）。

損益計算書における主な留意点は以下の通りである。

- トレーディング業務以外の売上高は、電力およびガスの市場価格上昇の影響を反映し、829億ユーロから1,364億ユーロに増加した（+64%）。フランスでは、最終顧客に対する請求額を制限する政府の措置（bouclier tarifaire上限料金）により、電力販売収益の増加が制限された。他の数か国、例えば英国では、特に2022年９月以降、最終顧客に対する直接支援の形で支援策が提供されたため、IFRS第15号に基づき認識される販売収益には影響がなかった。その他の国では、イタリアのように追加法人所得税を課すなど、税制措置の導入が選択された。
- 購入燃料およびエネルギー費用は、443億ユーロから1,210億ユーロに増加した（+173%）。これには、応力腐食現象に起因する原子力発電量の低下により必要とされた電力購入の非常に大きい価格効果が含まれる（注記5.2を参照）。
- トレーディング・マージンは、2021年度の15億ユーロに対し、70億ユーロに達した。このマージンには、欧州市場の特殊な状況における相手先リスクに係る引当金の増加が含まれる。
- 損益計算書におけるコモディティのボラティリティ（IFRS第９号）は、2021年度の(2)億ユーロに対し、(8)億ユーロであった。

1.4.2 比較可能性に対するインフレおよび金利の影響

財務諸表はまた、現在のインフレ圧力の影響も受けており、中央銀行がインフレ期待を抑制するためにとった行動によって2022年度に金利が大幅に上昇した。その主な結果は以下の通りである。

- 原子力発電関連引当金に使用される実質割引率の上昇により、2022年度のフランスにおける引当金は(46)億ユーロ減少した（注記15.1.1を参照）。これに対し2021年度は、フランスの実質割引率の低下により引当金は11億ユーロ増加した。また、割引率上昇により、英国における原子力引当金は(29)億ユーロ減少し（注記15.2を参照）、対象引当金と同率で割り引かれる英国政府およびNLFに対する債権も並行して減少した。
- 従業員給付債務に関する数理計算上の仮定に使用する実質割引率の上昇が主因となって、2022年度の債務は(128)億ユーロ減少した（注記16.1.1および16.1.2を参照）。2021年度においては、これらの仮定に係る数理計算上の損益の変動は(2)億ユーロであった。
- のれん、無形資産および有形固定資産の減損テストに使用するWACCの上昇。平均100-130ベーシス・ポイント上昇した結果、EDF Energyののれんの一部につき12億ユーロの減損が計上された（注記10.8を参照）。

一方で、インフレおよび金利上昇の状況は、当年度の金融市場動向の主因であり、従って、2021年12月31日現在から2022年12月31日現在の間のEDF専用資産（(36)億ユーロの減少、注記15.1.2.4を参照）および従業員給付債務の積立資産（(100)億ユーロの減少、注記16.1.1を参照）の貸借対照表価額の変動の主因である。2020年12月31日現在から2021年12月31日現在の間の専用資産および従業員給付債務の積立資産の貸借対照表価額の変動は、それぞれ+31億ユーロおよび+17億ユーロであった。

1.4.3 ウクライナにおける戦争の影響

当グループのロシアおよびウクライナにおける直接的なエクスポージャーは極めて限定的である。ロシア産ウランの輸入依存度は、既存在庫と分散された長期供給契約の観点から低い。ガスについては、ロシア企業の欧州子会社との契約は（Edisonを通じての）１件のみであり、これは当グループのガス供給の４%に該当し、2022年度末に終了する。当グループには現在、国際的な制裁措置の影響を受けている企業や銀行に関するエクスポージャーはない。モスクワ事務所は閉鎖され、子会社であるDalkia Russiaは2022年度上半期中に売却された（Dalkiaの2022年５月23日付プレスリリースおよび注記７を参照）。

注記２．重要な事象の要約

2022年度および当連結財務諸表承認日まで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：

- **ハンタートンBのゼロ・カーボン発電は終了し燃料除去が開始された（EDF Energyの2022年１月７日および2022年５月17日付プレスリリースならびに注記15を参照）。**
- **フラマンヴィルEPRに係る更新が発表された（当グループの2022年１月12日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。**
- **EDFは、2022年１月13日に2022年度のフランスの原子力発電量予測を更新した（当グループの2022年１月13日付プレスリリースおよび注記５を参照）。**
- **EDFは、2022年２月７日に2022年度のフランスの原子力発電量予測を修正した（当グループの2022年２月７日付プレスリリースおよび注記５を参照）。**
- **EDFは、2022年２月11日に2023年度のフランスの原子力発電量予測を修正した（当グループの2022年２月11日付プレスリリースを参照）。**
- **ヒンクリー・ポイントCの更新：当該プロジェクトの日程および費用が見直された（当グループの2022年５月19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）。**
- **応力腐食現象に係る更新が発表され2022年度のフランスの原子力発電量予測が修正された（当グループの2022年５月19日付プレスリリースならびに注記５および10.6を参照）。**
- **サイズウェルCに英国政府が開発同意令を出したことにより主要な経過目標が達成された（EDF Energyの2022年７月20日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。**
- **EDFは、2023年度の価格上昇に上限を設けるとのフランス政府の発表を受け、2022年９月15日に2022年度の原子力発電量の減少による影響予測を修正した（当グループの2022年９月15日付プレスリリースおよび注記５を参照）。**
- **EDFは、2022年11月３日に2022年度のフランスの原子力発電量予測を更新した（当グループの2022年11月３日付プレスリリースおよび注記５を参照）。**
- **EDFは、GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約に署名した（当グループの2022年２月10日および2022年11月４日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。**
- **EDFは、サイズウェルCプロジェクトの開発に共同で資金供与する旨の英国政府の決定を歓迎した（当グループの2022年11月29日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。**
- **フラマンヴィルEPRに係る更新が発表された（当グループの2022年12月16日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。**

・売却：

- **Edisonは、North Regganeに対する持分をRepsolおよびWintershall Deaに売却する契約に署名した（Edisonの2022年５月５日および2022年６月29日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。**
- **EDFは、オランダのスローCCGT発電所（870MW）に対する持分の売却を完了した（当グループの2022年９月27日および2023年１月25日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。**
- **EDF Tradingは、北米の小売事業をbpに売却した（EDF Tradingの2022年９月12日および11月30日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。**
- **英国のDalkiaグループ会社であるImtechは、子会社のSuir Engineeringの売却についてDuke Streetとの契約に署名した（Dalkiaの2022年11月14日および2023年２月１日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。**

・資金調達取引：

- **EDFは、102.5億ユーロの銀行与信枠に関する契約に署名した（当グループの2022年３月16日付プレスリリースおよび注記18.3.2.1を参照）。**
- **EDFは、優先引受権を維持した31.50億ユーロ超の増資の成功を発表した（当グループの2022年４月５日付プレスリリースおよび注記14.1を参照）。**
- **EDFグループは、EDFグループ貯蓄制度およびEDF Internationalグループ貯蓄制度の加入者を対象とした割当増資を開始した（当グループの2022年５月12日付プレスリリースならびに注記７および14.1を参照）。**
- **EDFと欧州投資銀行（EIB）は、Enedisが管理する配電網のエネルギー移行のための資金調達として800百万ユーロの融資契約に署名したことを発表した（当グループの2022年５月19日付プレスリリースおよび注記18.3.2.1を参照）。**
- **EDFは、2022年10月５日にグリーン・トランシェを含む額面30億ユーロの優先マルチ・トランシェ債を発行する旨を発表した（当グループの2022年10月５日付プレスリリースおよび注記18.3.2.1を参照）。**

- EDFとCrédit Agricole CIBは、フランスの発電所の保守に特化した10億ユーロの融資契約に署名した（当グループの2022年11月18日付プレスリリースおよび注記18.3.2.1を参照）。
- EDFは、21億ユーロの追加の銀行与信枠に関する契約に署名した（当グループの2022年11月29日付プレスリリースおよび注記18.3.2.1を参照）。
- EDFは、額面10億ユーロのハイブリッド債の発行および、2023年１月償還オプション付きの未償還米ドル建てハイブリッド債の償還オプションを行使する意向を発表した（当グループの2022年11月30日および2022年12月21日付プレスリリースならびに注記14.4および18.3.2.1を参照）。
- EDFは、額面20億ユーロおよび950百万英ポンドの優先マルチ・トランシェ債の発行を発表した（当グループの2023年１月19日付プレスリリースを参照）。

・再生可能エネルギー：

- EDFは、洋上風力発電開発のためニューヨーク湾内の海域を落札した（当グループおよびEDF Renewablesの2022年３月１日付プレスリリースならびに注記12.3を参照）。
- EDF Renewablesは、イスラエルで浮体式発電所２基を含む太陽光発電所４基の運転を開始した（EDF Renewablesの2022年６月８日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- EDF、KEPCOおよび九州電力株式会社からなるコンソーシアムは、アラブ首長国連邦のADNOCおよびTAQAとの戦略的送電プロジェクトの資金調達を完了した（当グループの2022年９月26日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
- サンナゼールにおけるフランス初の洋上風力発電所が全面稼働した（EDF Renewablesの2022年４月13日、９月22日および11月23日付プレスリリースならびに注記12.3を参照）。

・当グループの自己資本に係る計画の実施：

- 当グループ株式の取引が停止された（当グループの2022年７月13日付プレスリリースを参照）。
- 特別委員会が設置された（当グループの2022年７月19日付プレスリリースを参照）。
- 独立専門家が選任された（当グループの2022年７月27日付プレスリリースを参照）。
- EDFの取締役会は、フランス政府から提出された簡易公開買付案について、肯定的な理由付き意見書を公表した（当グループの2022年10月27日付プレスリリースを参照）。
- EDF株式の簡易公開買付が開始された（当グループの2022年11月23日付プレスリリースを参照）。
- パリ商事裁判所が判決を下した（当グループの2022年11月10日および2022年12月19日付プレスリリースを参照）。
- EDF株式の簡易公開買付の日程が更新された（当グループの2023年1月26日付プレスリリースを参照）。
- EDF株式の簡易公開買付の結果が公表された（当グループの2023年２月８日付プレスリリースならびに注記14.1および22.2.1を参照）。
- 2024年満期のEDFのOCEANE債：フランス政府による簡易公開買付を受けて、新たな転換／交換比率が設定された（当グループの2023年２月８日付プレスリリースならびに注記14.5および18.3.2.2を参照）。

・その他の重要な事象：

- フランス政府により例外的な措置が発表された（当グループの2022年１月13日付プレスリリースおよび注記５を参照）。
- EDFは、フランス競争当局の決定に関する声明を公表した（当グループの2022年２月22日付プレスリリースおよび注記17を参照）。
- 2022年度のARENH量20TWhの追加割当に関する政令および命令の公布を受けて、2022年度のEBITDA見通しへの影響の更新が公表された（当グループの2022年３月14日付プレスリリースならびに注記５および17.2を参照）。
- 2022年度のARENH電力量の追加割当に関する不服申立てが提起された（当グループの2022年８月９日および2022年10月27日付プレスリリースならびに注記5.1.1を参照）。
- 2022年度のARENH制度の電力量20TWhの追加割当に関する取消申請について、国務院が決定を下した（当グループの2023年２月５日付プレスリリースおよび注記5.1.1を参照）。

2021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：

- EDFは、ダンジェネスBを燃料除去フェーズに移行させることを決定した（EDF Energyの2021年６月７日付プレスリリースおよび注記７を参照)。
- シヴォーおよびショー原子力発電所の原子炉：安全システムの配管部品の取替および予防点検（当グループの2021年12月15日付プレスリリースおよび2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記23を参照）。
- AGR（改良型ガス冷却炉）の耐用年数の見直しが実施された（EDF Energyの2021年12月15日付プレスリリースおよび2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記10.8を参照）。

・売却：

- Edisonは、Edison NorgeのSval Energiへの374百万ドルでの売却を完了した（Edisonの2021年３月25日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。
- Edisonは、Infrastrutture Distribuzione Gas（IDG）の2i ReteGasへの150百万ユーロでの売却を完了した（Edisonの2021年４月30日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。
- Dalkiaは、子会社であるDalkia WastenergyのPaprecへの売却を完了した（Dalkiaの2021年７月28日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。
- EDFは、CENGに対する持分の売却を完了した（当グループの2021年８月９日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。
- EDFは、ウエスト・バートンB CCGTガス発電所のEIGへの売却を完了した（EDF Energyの2021年８月31日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。
- EdisonおよびCrédit Agricole Assurancesは、イタリアにおける再生可能エネルギー開発を共同で加速するための取引を完了した（Edisonの2021年12月３日付および14日付プレスリリースならびに注記3.1.2を参照）。
- EDFは、イル・ド・フランス地方の不動産ポートフォリオをPOWERHOUSE HABITATとの共同支配企業に譲渡した（当グループの2021年12月16日付プレスリリースおよび2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記5.4を参照）。

・再生可能エネルギー：

- Edisonは、E2iの取得を完了した（Edisonの2021年２月16日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。

- EDFとArevaは、和解合意に達した（当グループの2021年６月30日付プレスリリースおよび注記７を参照）。
- EDFは、新しいクラスBの木質燃料を開発するプロジェクトであるエココンバストを終了した（当グループの2021年７月８日付プレスリリースおよび2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記10.3を参照）。

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、財務および営業の方針は当事者全員の同意によって決定される。

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企業の保有持分の支配獲得日現在の公正価値が含まれる。
- 支配を獲得する取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIFRS第９号に準拠して計上が求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。
- IFRS第３号は共通支配下の企業結合には適用されない。共通支配下の企業結合については、個々に分析を行い、適切な会計処理が決定される。
- 当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。IAS第27号（改訂後）およびIFRS第３号（改訂後）の当グループによる初度適用日である2010年１月１日以降に付与されたこの種のコミットメントについては、非支配持分の価額とコミットメントに対応する負債との間の差額は自己資本に計上されている。

3.1 連結範囲の変更

3.1.1 2022年度中の連結範囲の変更

2022年度中に生じた当グループの連結範囲の変更は以下の通りであった。

- 2022年12月19日における、Imtech（Dalkiaの子会社）によるSPIE UKの取得。この取得は当グループの財務諸表に重要な影響を与えていない。
- EDF Training North Americaの小売事業のbpへの売却：2022年９月12日にEDF Trading Limitedは、EDF Energy Services LLC（EDFES）の100%を売却するための拘束力ある株式購入契約をbpと締結した。EDF Tradingの欧州・アジア事業および北米の卸売取引事業は当該契約の影響を受けない。すべての必要な先行条件が充足された後、EDF Trading Limitedは、2022年11月30日付で北米の小売事業であるEDF Energy Servicesのbpへの売却を完了した旨を発表した。この取引により、当グループの純負債額は５億ユーロ減少した。

当グループはまた、2022年度末までに完了していない、2023年度の連結範囲に影響を及ぼす取引に関するその他の拘束力ある契約にも署名した。

- Edisonによる、アルジェリアのNorth Regganeのライセンスに対する持分の売却
- EDFによるGE Steam Powerの原子力事業の取得
- 2023年２月１日における、ImtechによるSuir Engineeringの売却
- 2023年１月25日における、オランダのスローCCGT発電所（870MW）に対する投資の売却

EdisonのNorth Regganeに対する持分の売却

2022年５月４日に、Edisonはアルジェリアの North Regganeのライセンスに対する持分を売却する契約に署名し、エネルギー移行事業に向けた同社の戦略的再編に従い、すべての探査および産出（E&P）事業の売却を完了したことを発表した。この契約に基づき、EdisonはNorth Regganeの陸上ガス田に対する11.25%の持分を、Wintershall Dea Algeria Gmbhに売却する予定であった。

2022年６月29日に、Edisonは対応する共同運営契約に従いRepsolが先買権を行使した後、この契約の修正契約に署名したことを発表した。その結果、2022年５月４日に署名された契約は、North Regganeのライセンスに対するEdisonの持分をRepsol（6.75%）およびWintershall Dea（4.50%）に売却する事実を反映して修正された。

当該契約は、North Regganeに対するEdisonの参加持分を約100百万ドルとする評価額に基づいている。

当該売却の完了は、なお一定の認可を必要とするものの、その可能性が非常に高いと考えられる。その結果、2022年12月31日現在、対応する資産および負債は売却目的保有資産および関連する負債に分類された（注記3.2を参照）。

GE Steam Powerの原子力事業の取得

2022年11月４日に、GEとEDFは、EDFによるGE Steam Powerの原子力事業の取得に関する最終契約に署名した。これらの事業には、「アラベル」蒸気タービンを含む新設の原子力発電所向け従来型アイランド設備の製造、ならびに米州以外の全地域における既存の原子力発電所向け保守およびアップグレード事業が含まれる。また、当該取引には、第１世代および第２世代の欧州加圧水型原子炉（EPRおよびEPR 2）や小型モジュラー炉（SMR）向けの蒸気タービン技術も含まれる。

この契約は、2022年２月10日に署名された独占契約から開始された当該プロセスの次の経過目標である(1)。

(1) 当グループの2022年２月10日付プレスリリース「EDFがGE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約を締結」を参照。

この取得により、EDFグループは、既存の原子力発電所の耐久性や将来のプロジェクトに不可欠な従来型アイランドに係る技術および技能を強化することが可能となる。

この取引は、2023年度下半期に完了する見込みであり、規制上の承認を含む慣行上の完了条件に従う。

ImtechによるSuir Engineeringの売却

DalkiaとEDF Energyが共同所有するImtechグループは、2022年11月14日に、英国の未公開株式ファンドであるDuke Streetと、アイルランドの子会社Suir Engineering Ltd.の100%の売却に関する拘束力ある契約に署名したことを発表した。

規制当局による必要な承認を経て、2023年２月１日に、ImtechはSuir Engineering Ltd.のDuke Streetへの売却が完了した旨を発表した。

この取引は、2023年度において当グループの純負債額に１億ユーロの影響を与えることになる。

オランダのスローCCGT発電所（870MW）に対する投資の売却

2022年９月27日に、EDFは、オランダの870MWのスローCCGT発電所に対する持分を売却することで合意したと発表した。EDFはパートナーのPzemと共同でこの発電所の50%を所有し、運営している。2022年９月27日に、EDFはチェコの発電および送電網運営会社であるEPHと、スローの売却に関する契約に署名した。

規制当局による必要な承認を経て、当グループは2023年１月25日に、スロー発電所に対する投資のEPHへの売却が完了した旨を発表した。

この取引は、当グループの2022年度の損益計算書に２億ユーロの影響を与え（主に、関連がなくなった不利な契約に係る引当金の戻入れによる）、2023年度において当グループの純負債額に重要でない影響を与える予定である。

3.1.2 2021年度中の連結範囲の変更

2021年度中に当グループの連結範囲に生じた主な変更は以下の通りであった（2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記3.1.1を参照）。

- 2021年２月16日におけるE2iの70%の取得
- 2021年３月25日におけるEdison Norgeの売却
- 2021年４月30日におけるInfrastrutture Distribuzione Gas（IDG）の売却
- 2021年７月28日におけるDalkia Wastenergyの売却
- 2021年８月９日におけるCENG持分の売却

- 2021年８月31日におけるウエスト・バートンBの売却
- 2021年11月４日におけるPod Pointの新規株式公開
- 2021年11月８日におけるRolls-Royce Civil Nuclear I&Cの取得
- 2021年12月３日におけるEdison Renewablesの49%の売却
- IZI Solutions RenovおよびHynamicsの連結

3.2 売却目的保有資産および関連する負債

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する負債は、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ない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。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
売却目的保有資産	**150**	**69**
売却目的保有資産に関連する負債	**37**	**30**

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
非流動非金融資産(1)	62	-
非流動金融資産	-	-
流動非金融資産(2)	88	69
流動金融資産	-	-
売却目的保有資産合計	**150**	**69**

(1) 非流動非金融資産は有形資産および有形固定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から構成されている。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
非流動非金融負債(1)	-	-
非流動金融負債	-	-
流動非金融負債	37	30
流動金融負債	-	-
売却目的保有資産に関連する負債合計	**37**	**30**

(1) 非金融負債は引当金から構成されている。

2022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、以下の貸借対照表項目に関係している。

- 資産：
  - Dvalinガス・プロジェクト（ノルウェーのE&P）およびCassiopea（イタリアのE&P）に関する価格補償
  - EdisonのアルジェリアのE&P資産の進行中の売却
- 負債：EdisonのアルジェリアのE&P資産の進行中の売却

3.3 2022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。

当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（%） 2022年 12月31日現在	所有割合（%） 2021年 12月31日現在	事業部門
フランス－発電と供給				
Électricité de France－親会社		100.00	100.00	G,D,O
Group Support Services (G2S)		100.00	100.00	O
Edvance		95.10	95.10	O
Cyclife		100.00	100.00	O
IZI Confort (旧CHAM SAS)		100.00	100.00	O
Sowee		100.00	100.00	O
IZI Solutions		100.00	100.00	O
IZI Solutions Renov		100.00	100.00	O
IZIVIA		100.00	100.00	O
EDF Pulse Holding		100.00	100.00	O
Hynamics		100.00	100.00	G
Agregio		100.00	100.00	O
Energy2Market (E2M)		100.00	100.00	O
EDF ENR（旧ENRS）		100.00	100.00	O
Immo C47		51.00	51.00	O
その他の持株会社（EDF Invest）		100.00	100.00	O
フランス－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,O
EDF Energy UK Ltd.		100.00	100.00	O
イタリア				
Edison SpA (Edison)		97.17	97.17	G,O
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100.00	100.00	O
その他国外				
EDF International SAS	フランス	100.00	100.00	O
EDF Belgium SA	ベルギー	100.00	100.00	G
Luminus SA	ベルギー	68.63	68.63	G,O
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	100.00	O
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	O
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	ベトナム	56.25	56.25	G
Lingbao(1)	中国	65.00	n.c.	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、O＝その他

n.c.＝非連結

(1)　Lingbaoは2022年度から完全連結されている。

		所有割合（%） 2022年 12月31日現在	所有割合（%） 2021年 12月31日現在	事業部門
EDF Renewables				
EDF Renewables	フランス	100.00	100.00	G,O
Dalkia				
Dalkia	フランス	99.94	99.94	O
その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	O
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	O
Société C3	フランス	100.00	100.00	O
EDF Holding SAS	フランス	100.00	100.00	O
Citelum(1)	フランス	n.c.	100.00	O
Citégestion(1)	フランス	100.00	100.00	O
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	G
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	100.00	100.00	O
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	92.46	92.46	O
Océane Re	ルクセンブルグ	99.98	99.98	O
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	100.00	100.00	O

事業部門：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R=原子炉、O＝その他

n.c.＝非連結

(1) 他のグループ企業（Dalkia、Edison、Luminus）および非グループ企業への子会社の売却に伴い（金額的重要性はない）、持株会社であるCitelumは非連結となった。Citégestionのみが引き続き完全連結されている。

3.3.2 共同支配事業

		所有割合（%） 2022年 12月31日現在	所有割合（%） 2021年 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	O

事業部門：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R=原子炉、O＝その他

3.3.3 持分法適用会社

		所有割合（%） 2022年 12月31日現在	所有割合（%） 2021年 12月31日現在	事業部門
フランス－発電と供給				
Domofinance	フランス	45.00	45.00	O
CTE (EDF Invest) (1)	フランス	50.10	50.10	O
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	スペイン	20.00	20.00	O
Géosel Manosque (EDF Invest)	フランス	-	38.35	O
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	フランス	-	50.00	O
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	24.50	24.50	O
Thyssengas (EDF Invest)	ドイツ	-	50.00	O
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	フランス	19.40	19.40	O
Ecowest (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	O
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	G
Red Pine (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	英国	40.00	40.00	O
Valentine Solar (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Glacier's Edge (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Nicolas Riou (EDF Invest)	カナダ	50.00	50.00	G
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	フランス	24.50	24.50	O
Issy Shift (EDF Invest)	フランス	33.33	33.33	O
Orange Concessions (EDF Invest)	フランス	16.67	16.67	O
92 France (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	O
その他国外				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	ブラジル	51.00	51.00	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、O＝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（%） 2022年12月31日現在	議決権保有比率（%） 2022年12月31日現在
Edison SpA	97.17	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

会計原則および会計処理方法

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―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―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 2022年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	フランス―発電と供給	フランス―規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他国外	EDF Renewables	Dalkia	その他事業(5)	セグメント間消去	合計
損益計算書：											
対外売上高	46,787	17,888	2,099	16,085	29,278	5,369	1,404	5,825	18,741	-	143,476
セグメント間売上高	1,899	194	2,023	13	24	290	754	838	983	(7,018)	-
売上高合計	**48,686**	**18,082**	**4,122**	**16,098**	**29,302**	**5,659**	**2,158**	**6,663**	**19,724**	**(7,018)**	**143,476**
減価償却費および償却費控除前営業利益	**(23,144)**	**6,723**	**589**	**1,325**	**1,115**	**336**	**909**	**333**	**7,089**	**(261)**	**(4,986)**
営業利益	**(28,739)**	**3,142**	**271**	**(1,166)**	**481**	**(40)**	**179**	**120**	**6,650**	**(261)**	**(19,363)**
貸借対照表：											
のれん	132	223	1,448	6,541	148	49	187	643	142	-	9,513
無形資産および有形固定資産	61,310	69,070	2,894	26,676	5,876	2,276	11,595	2,347	483	-	182,527
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	3,421	-	84	180	234	1,965	2,519	63	955	-	9,421
金融資産および現金(2)	57,926	450	402	15,202	1,209	879	2,583	293	38,549	-	117,493
その他セグメント資産(3)	32,997	5,402	2,156	6,072	5,501	1,415	1,127	3,311	11,047	-	69,028
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
資産合計	**155,787**	**75,145**	**6,984**	**54,671**	**13,118**	**6,584**	**18,011**	**6,657**	**51,176**	**-**	**388,132**
その他の情報：											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,552)	(3,560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11,079)
減損	(4)	(54)	(1)	(1,447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1,762)
自己資本（非支配持分）	117	48	63	9,347	479	558	916	225	519	-	12,272
無形資産および有形固定資産への投資	5,745	4,739	283	4,541	560	306	1,806	319	25	-	18,324
借入金およびその他の金融負債	103,476	5,270	326	7,945	1,733	16,442	9,694	2,467	5,251	(56,551)	96,053
- 対外負債	*89,547*	*797*	*267*	*309*	*902*	*157*	*3,593*	*347*	*134*	*-*	*96,053*
- セグメント間負債(6)	*13,929*	*4,473*	*59*	*7,636*	*831*	*16,285*	*6,101*	*2,120*	*5,117*	*(56,551)*	-

(1) 2022年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランス―発電と供給セグメントの一部であるCTE（RTE株式を所有する共同支配企業）の50.1%を含む。

(2) 金融資産および現金は主に27,369百万ユーロのフランス―発電と供給セグメントの専用資産（注記18.1.2を参照）、14,000百万ユーロの英国セグメントのNLF債権（注記18.1.3を参照）およびEDF Tradingのデリバティブのプラスの公正価値29,861百万ユーロ（「その他事業」）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。

(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7,038百万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―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）、EDF Energy（英国セグメント）およびEDF Trading（「その他事業」セグメント）の資金調達に相当する。

4.1.2 2021年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	フランス―発電と供給	フランス―規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他国外	EDF Renewables	Dalkia	その他事業(5)	セグメント間消去	合計
損益計算書：											
対外売上高	31,532	17,483	1,862	10,103	11,166	3,148	1,203	4,503	3,461	-	84,461
セグメント間売上高	1,650	81	1,500	11	46	205	564	693	444	(5,194)	-
売上高合計	**33,182**	**17,564**	**3,362**	**10,114**	**11,212**	**3,353**	**1,767**	**5,196**	**3,905**	**(5,194)**	**84,461**
減価償却費および償却費控除前営業利益	**7,394**	**5,992**	**584**	**(21)**	**1,046**	**267**	**815**	**378**	**1,824**	**(274)**	**18,005**
営業利益	**2,394**	**2,610**	**265**	**(2,016)**	**608**	**(475)**	**241**	**217**	**1,655**	**(274)**	**5,225**
貸借対照表：											
のれん	126	223	1,428	8,095	108	46	185	592	142	-	10,945
無形資産および有形固定資産	61,468	67,273	2,826	24,408	5,744	2,084	10,842	2,248	578	-	177,471
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	3,474	-	70	187	178	2,071	1,453	64	587	-	8,084
金融資産および現金(2)	55,415	420	323	18,949	1,512	697	1,788	262	26,099	-	105,465
その他セグメント資産(3)	22,024	4,204	1,997	5,240	5,913	1,265	1,166	2,708	14,415	-	58,932
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
資産合計	**142,507**	**72,120**	**6,644**	**56,879**	**13,524**	**6,163**	**15,434**	**5,874**	**41,821**	**-**	**360,966**
その他の情報：											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,449)	(3,381)	(291)	(1,071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10,789)
減損	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
自己資本（非支配持分）	115	43	86	8,899	552	407	897	258	521	-	11,778
無形資産および有形固定資産への投資	5,327	4,784	280	4,325	592	129	1,849	295	25	-	17,606
借入金およびその他の金融負債	71,214	3,386	304	5,417	1,902	13,761	7,513	2,143	3,267	(39,501)	69,406
- 対外負債	*63,378*	*820*	*237*	*201*	*988*	*112*	*3,165*	*303*	*202*	*-*	*69,406*
- セグメント間負債(6)	*7,836*	*2,566*	*67*	*5,216*	*914*	*13,649*	*4,348*	*1,840*	*3,065*	*(39,501)*	-

(1) 2021年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランス―発電と供給セグメントの一部であるCTE（RTE株式を所有する共同支配企業）の50.1%を含む。

(2) 金融資産および現金は主に31,013百万ユーロのフランス―発電と供給セグメントの専用資産（注記18.1.2を参照）、15,986百万ユーロの英国セグメントのNLF債権（注記18.1.3を参照）およびEDF Tradingのデリバティブのプラスの公正価値19,605百万ユーロ（「その他事業」）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。

(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1,518百万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―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）、EDF Energy（英国セグメント）およびEDF Trading（「その他事業」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、小企業および住宅用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（風力タービン、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
2022年度：				
対外売上高：				
－フランス(2)	**47,087**	**17,077**	**511**	**64,675**
－国外およびその他事業	**69,086**	**-**	**9,715**	**78,801**
売上高	**116,173**	**17,077**	**10,226**	**143,476**

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他(1)	合計
2021年度：				
対外売上高：				
－フランス(2)	**31,678**	**16,960**	**377**	**49,015**
－国外およびその他事業	**27,292**	**-**	**8,154**	**35,446**
売上高	**58,970**	**16,960**	**8,531**	**84,461**

(1) 「その他」サービス・グループはFramatomeおよびDalkiaを含む。

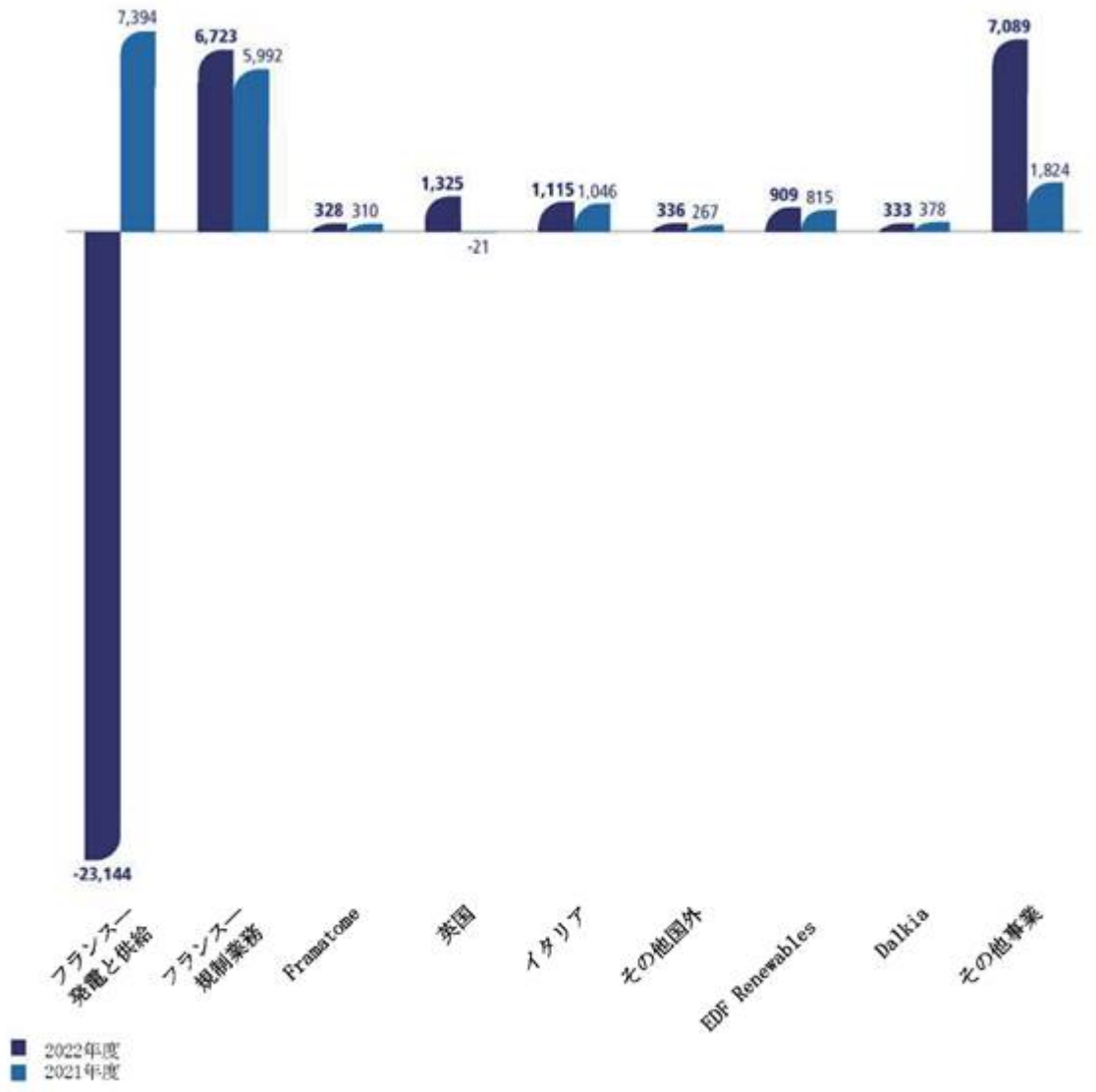
(2) フランスは、フランス－発電と供給およびフランス－規制業務の２つの事業セグメントから成っている（注記4.1を参照）。

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*	2022年度	2021年度
売上高	*5.1*	**143,476**	**84,461**
購入燃料およびエネルギー費用	*5.2*	**(121,010)**	**(44,299)**
対外サービス費用		(15,353)	(14,145)
その他の購入費用（対外サービスならびに燃料およびエネルギーを除く）		(4,284)	(3,698)
棚卸資産および資本財の変動		9,949	8,987
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少		268	261
その他の対外費用(1)		**(9,420)**	**(8,595)**
人件費	*5.3*	**(15,236)**	**(14,494)**
法人所得税以外の税金	*5.4*	**(3,163)**	**(3,330)**
その他の営業収益および営業費用	*5.5*	**367**	**4,262**
減価償却費および償却費控除前営業利益		**(4,986)**	**18,005**

(1) その他の対外費用は、2021年度と比較して9.6%増加した。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、その増加は2021年度と比較して8.4%であった。

当グループの2022年度および2021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、-128%ないし(23,082)百万ユーロの大幅な自律的減少を見せた。これは、主に、フランス－発電と供給セグメント（(30,534)百万ユーロ）、その他事業セグメント（+5,215百万ユーロ）、英国（+1,428百万ユーロ）およびフランス－規制業務セグメント（+731百万ユーロ）の貢献によるものである。

フランス－発電と供給セグメント（30,534百万ユーロ減少）の、減価償却費および償却費控除前営業利益のマイナス(23,144)百万ユーロは、主に応力腐食現象に起因する原子力発電量の減少（-81.7TWh ）により必要となった高値での電力購入によるものであり、その見積影響額は(290)億ユーロであった。減価償却費および償却費控除前営業利益はまた、水力発電量の減少によっても約(25)億ユーロの影響を受けた。最後に、フランス政府が顧客への販売価格の上昇を抑えるために導入した例外的な措置（bouclier tarifaire上限料金およびARENH制度対応－注記5.1を参照）により、市場価格の上昇のうち顧客に転嫁できたのは限定的な一部のみであった。

その他の事業セグメントにおいて、減価償却費および償却費控除前営業利益が+5,215百万ユーロ増加したのは、主にEDF Tradingにおいて同項目が5,168百万ユーロ増と大幅に増加したためであり、これはすべてのコモディティ市場および異なる地域にわたる高ボラティリティの環境下で高い事業成績を上げたことに起因する。

英国セグメントにおいて、減価償却費および償却費控除前営業利益が1,428百万ユーロ改善したのは、主に原子力発電量の増加（+５%）に起因する。販売および供給事業は、上限料金が大幅に引き上げられたものの、価格上昇の住宅顧客への転嫁が一部のみであったことにより、マイナスの影響を受けた。最後に、営業費用は、主にダンジェネスB、ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンBの各発電所の閉鎖により減少した。

フランス－規制業務セグメントにおいて、減価償却費および償却費控除前営業利益が731百万ユーロ増加したのは、主に（2023年１月31日付決定2023-50により確認されたCREの2022年11月17日付決定2022-296を受けた）RTEからの見積額1,723百万ユーロの相互接続収益の移転、および市場価格変動を反映した、電力網損失を補うための購入に係る見積額10億ユーロの不利な価格効果に起因する。

5.1　売上高

会計原則および会計処理方法

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、顧客への引渡しが実行された時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

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。

本人か代理人かの区別に係るIFRS第15号に準拠して、エネルギー引渡サービスは、以下の２つの場合に、顧客への引渡時点で売上高に認識される。

- **これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合。**
- **エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。**

フランスの電力網への接続による収益は、当該接続運転が可能となった日に売上高に認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の３つの場合に、時の経過に従って認識される。

- **当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合（特に運営および保守サービスの場合）。**
- **供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いを受ける権利を有する場合（特に一顧客のために特別に設計された発電所または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については、最適化活動（共同支配事業として認識される）およびトレーディング業務（共同支配企業として認識される）は、JERAと共同所有するJERA Global Markets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、電力供給確保の保証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、電力供給業者（EDF SA、Électricité de Strasbourg）として、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、これに関与している。

発電容量メカニズムのレビュー条項の結果、2021年度にRTEは、当該メカニズムの最初の数年間の運用および実績に係る報告書を公表した。この報告書に基づき、RTEは2021年11月29日に規則の改定案をCREに提出し、その意見を求めた。2021年12月16日付決定2021-370において、CREは、これらの提案ならびに、2023引渡年度および2024引渡年度に関する一定のパラメータ（相互接続による貢献、極端な気温ベクトルおよび安全係数）の変更につき賛同意見を表明した。CREは、当該改定案により、すべての参加者にとって発電容量メカニズムが簡素化され、発電容量市場参加者の可視性が向上するものと判断した。当該新規則は、環境移行省の2021年12月21日付決定により承認された。同規則では、2023引渡年度および2024引渡年度に係る発電容量保証の売買開始日を2022年３月１日と定めている。

フランスの発電容量メカニズムに対する構造的変更に関連した他の協議フェーズが2022年４月から進行している。将来のメカニズムは、必要な審査期間後、欧州委員会の承認を条件に、2026引渡年度から導入される可能性がある。

以下の引渡年度に係る、引渡年度前に行われた発電容量入札による平均市場価格は以下の通りであった。

引渡年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
価格（ユーロ/kW）	10.0	9.3	17.4	19.5	31.2	26.2

2023引渡年度に向けて2022年度に入札が開始され、その後６回の入札が開催された。これらの発電容量入札による価格は、３月42.4ユーロ/kW、４月42.5ユーロ/kW、６月41.9ユーロ/kW、９月41.9ユーロ/kW、10月45.0ユーロ/kW、12月60.0ユーロ/kWであった。

また、2024引渡年度に向けても2022年度に４回の入札が開催され、その結果は、４月および６月20ユーロ/kW、10月34.1ユーロ/kW、12月23.1ユーロ/kWであった。

これらの取引は、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制度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価格には発電容量メカニズムが発効した2017年１月以来、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額に相当する負債（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に相当する引当金を計上する。
- 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なされるよう、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し、引渡しの１年前に「トップアップ」活動を行うために電力系統事業者である「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日までである。入札で落札した発電容量提供者は、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が、義務を履行しなかった場合には罰則金を科される可能性がある。

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。

政府は、発電容量市場がその目的を効率的な方法で継続的に果たすことの確保を目的として、発電容量市場の詳細な運用につき、いくつかの変更を導入した。ただし、メカニズムの主要な原則は変更されていない。

政府は現在、供給の安定性を条件に、引渡しの確実性を改善し、ネットゼロおよび2035年までに脱炭素電力システムを実現するコミットメントとの整合性を支えるため、発電容量市場の改革の選択肢を模索している最中である。また、電力市場協定の再検討（REMA）の一環として、さらなる変更を検討する可能性もある。現在検討されている主な施策は、実績の十分性を実証するための要件の変更およびシステムのストレス時における引渡し不履行の罰則強化を通じて供給の安定性を強化すること、ならびに新規発電所に対して2034年10月から大幅に厳しい排出規制を導入することにより発電容量市場をネットゼロと整合させることを含む。

発電容量市場のこれまでの変更と同様に、規則の変更は、新たに獲得される発電容量契約に適用され、既存の発電容量契約に関する発電容量提供者の権利および義務に重要な変更を加えるものではない。

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 Servizo 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75千ユーロおよび既存発電容量についてMW当たり33千ユーロの年間価格にて落札した。2022年２月に、2024年度に係る新たな入札が開催された。Edisonが提示した発電容量は、既存発電所についてMW当たり33千ユーロの年間価格にてすべて割り当てられ、総発電容量は2.3GWであった。

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、当該料金が消費者に対し市場価格より安定した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。

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、フランスのエネルギー規制委員会「CRE」（Commission de régulation de l’énergie）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。

2021年７月８日付決定において、2021年８月1日からのTURPE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0.48%（税抜き1.08%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.38%（税抜き0.84%）の引上げを提案した。CREは、この改定を2021年８月１日付で適用することを提案した。

2022年度において、フランスは、電力市場価格の高騰に鑑み、2022年２月１日付の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを、2021年８月１日付施行の料金に比べ最大４%（税込み）に制限する「上限料金」を導入した。この上限料金は2021年12月30日付で可決された2022年度財政法第２条に基づいている。

- 第29条に基づいて、2022年２月１日から、すべての顧客（規制販売料金または市場価格契約に係る住宅および事業顧客）に対してTICFE税（またはCSPE）の引下げが適用された。ただし、法定最低水準（住宅および小規模事業顧客について１ユーロ/MWh）は維持されなければならない。この引下げは、2023年１月31日までのエネルギー引渡量に適用される。新たなTICFE料金は政令で定められている。
- 第181条に基づいて、TICFEの引下げにもかかわらず、CREが、2021年12月31日付施行の料金に比べ４%（税込み）超の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを提案する場合には、フランス政府は、エネルギー法の免除として、当該提案に異議を唱え、経済およびエネルギー担当大臣の共同決定により規制販売料金および地方配電会社への販売料金をより低い水準に設定できる。この状況が生じた場合、当該法律は、2022年度のEDFの逸失利益を12か月間に平準化して填補する目的で、2023年度の規制販売料金の事後的キャッチアップ調整を規定している。同条はまた、規制販売料金による提供について地方配電会社が、市場価格による提供について電力供給業者が負担した損失を補償するメカニズムも導入している。

2022年１月13日にフランス政府は、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための更なる例外的措置について発表した。主な措置は、フランス本土および非相互接続地域の規制料金に引き続き適格な非住宅顧客向け規制販売料金の引上げ制限４％（税込み）の延長であった。

2022年１月18日付決定において、CREは2022年２月１日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.4%（税抜き44.5%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.9%（税抜き44.7%）の引上げを提案した。この引上げ案は、EDFが2022年４月１日から2022年12月31日の間に20TWhの電力をARENH適格供給業者に提供する条件を定めた2022年３月11日付政令（以下に詳述）を考慮しておらず、主にエネルギー市場の大幅な価格上昇に起因していた。2022年１月28日付政令2022-84で確認されたTICFEの最大引下げ幅を考慮した場合には、この提案は、住宅顧客向け「青色」料金の20%引上げ（税込み）および非住宅顧客向け「青色」料金の20.9%引上げ（税込み）であった。上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は、2022年１月30日付官報に公布され2022年２月１日から施行された2022年１月28日付料金命令を通じて住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み４％（税抜き24.3%）、非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み４％（税抜き23.6%）に設定した。

2022年７月７日付決定において、CREは、主に2022年８月１日からのTURPE配電料金の引上げを反映して、住宅顧客向け「青色」料金の税込み3.92%（税抜き4.10%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み3.56%（税抜き3.73%）の2022年８月１日からの引上げを提案した。2022年度財政法第181条およびフランスの上限料金を適用して、2022年７月28日付大臣決定（2022年７月31日付官報に公布）はCREが提案した変更を却下し、その結果、2022年８月１日において規制料金は据え置きとされた。

2022年12月30日付で可決された2023年度財政法は、2022年度財政法を修正し、2022年度において規制販売料金に適格であるすべての顧客を対象として上限料金を延長し、規制料金に適格な住宅および非住宅顧客への規制料金による製品・サービスの提供について地方配電会社に、市場価格による製品・サービスの提供について供給業者に、公共サービス費用補償（CSPE）を通じて補償を行う。

このため、期間ごとの売上高の比較可能性は、下表に記載する2021年１月１日以後に導入された料金改定により影響を受けている。

CRE提案日	住宅顧客向け「青色」料金の引上げ（税込み／税抜き）	非住宅顧客向け「青色」料金の引上げ（税込み／税抜き）	料金決定日	適用日
14/01/2021	1.61%/ 1.93%	2.61%/ 3.23%	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0.48%/ 1.08%	0.38%/ 0.84%	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4.00%/ 24.3%	4.00%/ 23.6%	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	変更なし	変更なし	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15%/ 20.0%	15%/ 19.9%	31/01/2023	01/02/2023

2023年度について、フランス政府は、全カテゴリーの適格消費者を対象として、規制電力販売料金の上昇を2022年12月31日現在の価格から15%（税込み）に制限する上限料金を延長することを決定した。

2022年12月30日付で可決された2023年度財政法第181条は、CREが提示した規制販売料金に係る理由付き提案の結果、同法第R.337-18条に定める料金が2022年12月31日現在の適用料金と比較して15%超の上昇となった場合には、経済・エネルギー・予算担当大臣は当該CREの提案に異議を唱え、価格安定目的に資するべく、共同決定により顧客の消費に対する適用料金の95%を占める水準引下げを設定できる旨を規定している。

このような場合、法律では、公共サービス費用補償（CSPE）を通じて、規制料金に適格な住宅および非住宅顧客への規制料金による製品・サービスの提供に係る収益の喪失をEDFおよび地方配電会社に補償し、市場価格による製品・サービスの提供に係る収益の喪失をすべての供給業者に補償するメカニズムを定めている。従って、EDFは、2022年度に1,571百万ユーロの債権を認識した（注記5.5.1および13.5.4を参照）。

2023年１月19日付決定において、CREは、2023年２月１日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み99.36%（税抜き108.91%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み97.94%（税抜き106.88%）の引上げを提案した。この引上げ案は、主に以下の理由によるものとされた。

- 2023年度の引渡しに係る卸売市場において１年超にわたり記録的水準となっている異例の高値。
- 2022年度に適用された上限料金の今後明らかになる結果。ARENHの追加供給20TWhの影響を含む「コスト積上げ」に含まれるコストの最終的な実態を反映させるため。

上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は2023年1月30日付料金命令を通じて住宅および非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み15%（税抜きそれぞれ20.0%および19.9%）に設定し、同命令は2023年1月31日付官報に公布され2023年２月１日から施行された。

「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、効率的な電力網事業者の費用の範囲内である限り、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 6の送配電料金

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l’énergie）による承認後、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2021年１月21日付の２つの決定を公表した（フランスの2021年４月23日付官報0096にて公布）。これらの料金は2021年８月１日から約４年間適用される。

配電費用については、2021年１月21日付料金決定2021-13において、CREは、資産に係るマージン2.5%および追加の規制資本利益率2.3%を設定した。2021年８月１日付の平均料金引上げは+0.91%であった。2022年６月９日付決定2022-158において、CREは、2022年８月１日からの平均TURPE配電料金の引上げを+2.26%に設定した。

送電費用については、2021年１月21日付料金決定2021-12において、CREは、RTEの規制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4.6%に設定した。2021年８月１日付の平均料金引上げは+1.09%であった。2022年６月９日付決定2022-157において、CREは、2022年８月１日からのTURPE送電料金の変更を平均-0.01%に設定した。

2022年12月１日付決定2022-317において、CREは、卸売電力価格がRTEおよびEnedisの事業に与える影響を、TURPE 6（高電圧）およびTURPE 6（中電圧-低電圧）の料金に織り込むため、特に価格ではなく購入量や損失に対する一定のインセンティブに再注目することにより、価格規制の枠組みを調整した。

これとは別に、2022年12月８日付決定（2022-323）において、CREは、RTEの収益費用調整勘定（CRCP）の残高の一部について例外的な前払いを導入することを決定した。欧州レベルで卸売電力価格の著しい上昇とボラティリティが見られる中、2022年度に係るCRCPに支払われるこの剰余金は、基本的に、特に高い相互接続収益に起因する。この支払いは、RTEが運営する公共送電網に接続している利用者に対し直接的な影響を与え、当該利用者は2023年３月15日までにRTEから一時金の支払いを受けることとなる。Enedisは、RTEの電力網の主たる利用者として、この前払金の受益者となる。従って、当グループはRTEに対し1,723百万ユーロの売上債権を認識している（注記13.3.4を参照）。

供給業者手数料

CREの2018年１月18日付決定を適用して、エネルギー供給業者は、単一契約顧客の代行管理サービスについて配電網事業者から報酬を受け取る。

手数料の原則は、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ついて同一である。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。

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料金を通じて転嫁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終了させるフランスの「炭化水素」法にて導入された取決めに異議を申し立てる、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。パリ商事裁判所に提起された当該手続は2022年４月11日に終了し、同裁判所は、期限の経過により、当該訴訟の消滅を正式に宣言した。

電力平準化基金

中電圧および低電圧電力網に係る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。平準化メカニズムには、定額に基づくものと、電力網事業者の決算分析に基づいてCREが設定するものの２つがある。定率配分メカニズムの算定方法は、政令および省令において定められている。電力平準化基金に関係するEDF企業は、Enedis、Electricité de StrasbourgおよびSEIである。

2022年７月13日に、CREは電力平準化基金（Fonds de péréquation de l ' électricité）からSEIへの最終的な配分額を、当該電力網事業者の決算分析に従って設定する決定を公表した。SEIの2022年度に係る配分額は158.1百万ユーロと設定されている。

定額メカニズムについて、2022年11月30日付省令は、配電網事業者に係る2022年の電力平準化基金への支払拠出額および電力平準化基金からの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1.6百万ユーロおよび27.41百万ユーロである。Enedisはまた、すべての地方配電会社からの電力平準化基金拠出金の徴収・支払を行う、CREの指定事業者である。

ARENH

2011年に創設され2025年12月31日に終了予定である、既存の原子力発電への規制接続のためのARENH(Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique)制度は、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ことを認めている。この制度は、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。

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ユーロに固定されている。これは電力引渡しを含み、2017年度以後は、関連する発電容量保証を織り込んでいる。

最終顧客の需要を賄うためにARENH制度に申請する供給業者に対し当該制度の下で法的に販売可能なARENH限度量の合計は省令で定められ、法定上限を超えることはできない。2019年12月31日までは、当該上限は年間100TWhであった。これはその後、2019年11月８日付エネルギーおよび気候法により150TWhに引き上げられた。

購買力保護のための緊急措置を導入した2022年８月16日付「MUPPA」法は、この法的上限を120TWhに引き下げた。MUPPA法はまた、ARENH価格の下限を49.5ユーロ/MWhに設定したが、その適用は欧州委員会の事前承認を条件とする。

2022年１月13日にフランス政府は、更に、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための例外的措置を発表した。この措置には、2022年４月１日から12月31日までの期間にわたり、EDFが20TWhの追加ARENH量を46.20ユーロ/MWhの価格で適格供給業者に提供することが含まれていた。

この措置の適用条件は、2022年３月11日付政令および４本の省令において定められた。2022年４月１日から12月31日までの期間中に46.2ユーロ/MWhの価格でこれらの追加量から恩恵を受けることを希望する適格供給業者は、ARENH制度の下でEDFが当該業者に販売した量と同量を、256.98ユーロ/MWhの価格（2022年度のフランス本土におけるベースロード電力供給に係る2021年12月２日から23日までの平均卸売市場価格）でEDFに販売することが、当該政令により求められた。当該追加量を供給業者間

に割り当てるために、CREは2022年１月１日開始の引渡期間と同一の方法を適用した。実際には、CREは、19.5TWhのARENH追加量の割当を通知した。

2022年３月31日付決定2022-98に定める手続を適用して、CREは、適格供給業者が調達コスト減少（46.20ユーロ/MWhの価格による追加割当に起因する）の効果を顧客への請求を通じて還元するために用いる方法を監視および管理する仕組みを構築した。上記CREの決定に従って、EDFは、代替供給業者に課される条件を自社の市場価格契約に複製しなければならないとされた。

この措置は、当グループに主に２つの影響を与えた。

- 当グループは、19.5TWhの追加電力を適格供給業者から256.98ユーロ/MWhの価格（50.11億ユーロ）で購入し、同時に同量の電力を46.20ユーロ/MWhの価格（900百万ユーロ）で販売することを義務付けられ、その結果生じた正味コスト（発電容量保証コストを含む）は、2022年４月１日から2022年12月31日までの期間について、41億ユーロであった。
- 規制販売料金および市場価格の付値の算定に使用されるコスト積上方式における市場価格部分との関連でのARENH部分の増加に起因して、規制販売料金および市場価格契約の両方の顧客に対する販売価格が低下した。この措置による2022年度の規制販売料金契約への増分的な影響は、上述の料金上限が適用され既に規制電力料金の引上げが制限されていたことから限定的であったが、当該措置はまた、2022年度に上限料金がなかった場合に適用されていた料金と凍結された料金との差額も制限する。

2022年１月13日付プレスリリースにおいて、EDFは2022年３月11日付政令およびこの措置の残りを構成する４本の命令を考慮して、自社の利益を守るためのあらゆる適切な手段を講じると発表した。

この全体的な措置が自社に重大な不利益をもたらしたことから、EDFは、2022年５月に、国に対し2022年３月11日付政令および関連する命令の撤回を要請した。国は２か月以内に回答を行わず、暗黙の拒否を示したため、EDFは2022年８月９日に、国が権限を逸脱しているとし、当該政令および命令を不服として国務院に訴えを提起した。

これと並行してEDFは、この政府措置の導入に起因する83.4億ユーロと見積られる不利益に対する事前の賠償請求を首相に送付した。国は２か月以内に回答を行わず、暗黙の拒否を示したため、EDFは、2022年10月27日に、当該政府措置の結果被った不利益に対する国の全額賠償を求めてパリ行政裁判所に賠償請求を提起した。

パリ行政裁判所に対する当該請求の目的は、当該措置の導入の結果EDFが直接被った不利益について、国から賠償を受けることである。これらの不利益の総額は83.4億ユーロと見積られ、その主な原因は以下の通りである。

- EDFが電力量を（256.98ユーロ/MWhの価格で）購入し、それを代替供給業者に（46.2ユーロ/MWhの価格で）販売した取引のコスト、および当該措置の適用に伴う発電容量保証のコスト。
- フランスのエネルギー法に規定されたこれらの料金の計算方法に起因する、規制電力販売料金の水準に対する当該措置の直接的かつ確実な影響（EDFはフランスの規制料金電力の主たる供給業者である）。
- 電力供給契約を通じて当該措置の影響を顧客に転嫁する条件を定めたCREの2022年３月31日付決定の適用による、当該措置がEDFの市場価格契約の価格に及ぼす直接的かつ確実な影響。

2023年２月３日に、国務院は、2022年８月９日に提起されたEDFの訴えを却下した（注記２を参照）。当該措置の結果EDFが被った不利益に対する国の全額賠償を求めてパリ行政裁判所に提起されたEDFの請求に関する手続きは係属中である。

2022年度に向けたARENHの配分については、2022年11月10日付決定2022-287において、エネルギー法（2022年10月29日付政令2022-1380により修正されたエネルギー法第R.336-14条）の求めに従い、CREは2023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。また、現在の電力市場の異例の危機に鑑み、供給業者が申請したARENH取引量の承認に関し、チェックの強化と特別規則を導入した。

CREは、EDFが支配する子会社の申請量合計の限度超過分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制度および供給条件、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を明記した。

2022年度中に、CREは、代替供給業者３社に係る裁判所による清算決定または電力購入の政府認可保留を理由として、当該供給業者へのARENH引渡しが停止されたことをEDFに通知した。2022年５月のARENH期間におけるARENH量21.9MWhは、(i)不履行供

給業者の清算および(ii)ARENH権利の救済供給業者への移行手続の未実施に起因して、EDFによる引渡しが行われておらず、CREは、これらの全量を11月の期間に再配分した。

2023年度の引渡しに係る2022年11月の期間中のARENH申請は、合計148.87TWh（EDF子会社および電力網事業者からの申請を除く）であった。CREは一部の申請を縮小して（合計-0.56TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計148.30TWhとし、各供給業者の申請を限度量合計の100TWh以内に削減した。このほかに、ARENH制度を複製した契約を通じておよび電力網の電力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（26.6TWh）。

EDFの原子力発電所に適用される新たな規制への移行の可能性について、2019年１月25日に公表された複数年エネルギー計画（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係る貢献の要請を開始した。提案された新たな規制は、ARENH制度を置き換える予定である。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３月17日に終了したこの協議に参加した。その後、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、既存の原子力施設について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。2021年度以後、これらの潜在的な新たな規制の条件に関して重要な進展はない（注記10.8を参照）。

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）	**2022年度**	**2021年度**
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	**129,831**	**77,432**
―エネルギー(1)	***109,281***	***56,866***
―エネルギー関連サービス（引渡しを含む(2)）	***20,550***	***20,566***
その他商品およびサービス売上高	**6,607**	**5,511**
トレーディング	**7,038**	**1,518**
売上高	**143,476**	**84,461**

(1) エネルギー売上高は、2022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12,229百万ユー　ロ（2021年度1,623百万ユーロ）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。2022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―発電と供給（ガス）、イタリア（電力）およびDalkia（電力）である。2021年度の当該セグメントは、フランス―発電と供給（ガス）およびイタリア（電力）であった。

(2) 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事業者である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2022年度の売上高は、69.4%ないし+586億ユーロ増加した。この増加はほとんどの事業セグメントに関係し、エネルギー価格の上昇を反映しており、EBITDAへの影響は、マイナスではないものの、概ね中立または中程度であった。これは特に、フランス―発電と供給（+152億ユーロ）、イタリア（+180億ユーロ）、その他事業（+155億ユーロ）、英国（+62億ユーロ）、その他国外セグメント（+19億ユーロ）およびDalkia（+13億ユーロ）において顕著であった。エネルギー市場価格の影響に対するエクスポージャーが比較的少ないまたは僅少なセグメント（EDF Renewables、Framatome）の売上高は、2021年度を上回った。

フランス―発電と供給セグメントの売上高は、+152億ユーロの自律的成長を示した。この増加は主に、+72億ユーロと見積もられる価格効果によるものであるが、政府の上限料金の措置および追加ARENH配分の影響の顧客への転嫁により制限された。量的効果（天候、ポートフォリオ効果、および特に2022年度第４四半期の消費低迷に伴う）の見積額は約(12)億ユーロである。売上高はまた、主に市場価格の上昇に起因して、購入義務対象電力の再販売による好影響（+4,956百万ユーロ）も受けた（減価償却費および償却費控除前営業利益への影響は、購入義務関連費用を対象とするCSPE補償メカニズムにより中和された）。このセグメントの売上高はまた、代替供給業者への追加ARENH販売による収益増加+895百万ユーロも含む（減価償却費および償却費控除前営業利益への影響はマイナスであった―注記５および5.1.1を参照）。最後に、このセグメントの売上高の増加は、+2,404百万ユーロを達成したエネルギー・アグリゲーション子会社の好業績によっても増強された（減価償却費および償却費控除前営業利益には重要な影響はなかった）。

イタリアセグメントの売上高の+180億ユーロの自律的増加は、主に有利な価格効果に起因したガス事業の貢献134億ユーロ、および主に価格効果に起因した電力事業の販売量増加による貢献46億ユーロから構成される。

その他事業セグメントによる売上高の対2021年度の自律的増加+155億ユーロは、基本的にガス事業（+100億ユーロ）に関連し、ガス卸売価格の上昇および販売量の増加、ならびにすべてのコモディティ市場におけるボラティリティの高い環境下で欧州および米国のトレーディング実績により増加したEDF Tradingのトレーディング・マージン（+55億ユーロ）によって支えられた。

英国セグメントの売上高の+62億ユーロの自律的増加は、主にエネルギー価格上昇の影響および原子力発電量の増加に起因しており、原子力発電量は、2022年１月にハンターストンBおよび2022年８月にヒンクリー・ポイントBが閉鎖されたものの、良好な発電所稼働率および保守プログラムの軽減により+1.9TWh増加した。英国政府が2022年９月から導入したBtoBおよびBtoC事業への支援措置は、国が最終顧客に直接支払うため、IFRS第15号に基づいて認識する売上高の水準には影響を与えない。

その他国外セグメントの売上高の+19億ユーロの自律的増加は、主にベルギーにおける売上高の増加（18億ユーロ、基本的にLuminusによる）を反映している。この増加は、電力およびガスの両方に関する価格効果に起因するものであった。

Dalkiaの売上高は、主にガス価格の上昇により、+13億ユーロの自律的増加を示した。売上高はまた、英国およびフランスにおける積極的な事業活動の恩恵も受けた。

5.2 購入燃料およびエネルギー費用

購入燃料およびエネルギー費用の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
購入燃料使用分－発電(1)	(34,509)	(14,973)
エネルギー購入(1)	(81,943)	(21,417)
送電および引渡費用	(6,142)	(8,088)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(6)	(10)
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	1,590	189
購入燃料およびエネルギー費用	**(121,010)**	**(44,299)**

(1) 購入燃料使用分およびエネルギー購入は、2022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2,927百万ユーロおよび41,458百万ユーロ（2021年度864百万ユーロおよび4,167百万ユーロ）を含む。2022年度において、当該市場でユーロ建て正味買いポジションにあった主な事業セグメントは、フランス－発電と供給（電力）、英国（ガスおよび電力）、その他国外（Luminus－ガスおよび電力）ならびにDalkia（ガス）である。2021年度も同じセグメントに関連していた。

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、ガス、ならびに重要でない割合の石炭および石油）、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。

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、当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、主に、フランス－発電と供給セグメント（422億ユーロ、基本的に電力購入）、イタリア（177億ユーロ、基本的に「購入燃料使用分－発電」に含まれるガス購入）、その他事業セグメント（98億ユーロ、主にガス事業）、および英国（50億ユーロ、基本的に電力購入）において、2021年度から766億ユーロ増加した。フランスにおけるこの増加は、主に原子力発電量の低下（特に応力腐食現象に起因する-81.7TWh）により必要となった高値での市場購入による差額約300億ユーロによるものであり、特定追加ARENH制度のために行われた購入（2022年度において50億ユーロ、注記5.1.1を参照）も含まれる。

フランスの購入義務制度に基づいて行われたエネルギー購入（「エネルギー購入」の項に記載）は、-８%の量的効果により僅かに減少した。

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）	2022年度	2021年度
賃金および給料	(10,254)	(9,351)
社会保障費	(2,208)	(2,059)
従業員利益分配	(333)	(319)
人件費関連のその他の拠出	(352)	(350)
短期給付に連動するその他の費用	(226)	(219)
短期給付	**(13,373)**	**(12,298)**
確定拠出制度に基づく費用	(1,096)	(1,029)
確定給付制度に基づく費用	(855)	(1,003)
雇用後給付	**(1,951)**	**(2,032)**
その他の長期給付	121	(132)
退職手当	(33)	(32)
その他の人件費	**88**	**(164)**
人件費	**(15,236)**	**(14,494)**

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、2021年度から+4.2%増加した。

賃金および給料の増加は、2022年度に当グループの様々な事業体で導入されたインフレ関連の給付措置による影響に関連する。

確定給付年金制度に基づく人件費は、EDF Energyの年金制度改革（注記16を参照）を受けて減少した。

その他の長期給付の人件費は、フランスで適用された割引率の上昇による有利な影響を含む（注記16.1.3を参照）。

平均従業員数の内訳は以下の通りである。

（単位：人）	2022年度	2021年度
IEG従業員	94,232	94,775
その他	70,796	68,648
平均従業員数	**165,028**	**163,423**

被支配企業および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した数値である。

従業員区分のより詳細な表示は、2022年度一括登録書類のセクション3.3.3.9「当グループの従業員数の明細」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 法人所得税以外の税金

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
給与税	(310)	(301)
エネルギー税	(1,623)	(1,672)
その他の法人所得税以外の税金	(1,230)	(1,357)
法人所得税以外の税金	**(3,163)**	**(3,330)**

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、法人所得税以外の税金は、主にフランスの経済復興計画で導入された発電税の引下げにより、2021年度と比較して6.2%減少した。

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の事業税である。

発電量に対するインフラマージナル上限価格（CRI）

2022年10月６日に欧州連合は、エネルギー価格危機に対処するための調和的行動に関する規則を採択した。この規則は特に、2023年冬季中におけるエネルギー消費の削減目標を設定し、化石燃料部門に係る超過利潤税を財源とした企業および家計向け国家補助金と、発電に係るインフラマージナル上限価格を導入するものである。

このインフラマージナル上限価格は、発電事業者に対し、ユーロ/MWh表示の閾値を超えるすべての収益を国に支払うことを求める強制的な税制措置である。当該EU規則の下では、この上限は2022年12月１日から2023年６月30日まで閾値180ユーロ/MWhにて適用されるが、多くのEU加盟国は適用期間の延長を決定し、異なる発電技術につきEU水準を大幅に下回る異なる閾値を設定している。

EDFグループでは、この規則は主にフランス、ベルギーおよびイタリアの事業に関係する。

フランスでは、2022年７月-11月、2022年12月-2023年６月および2023年７月-12月の３期間におけるインフラマージナル収益に対し90%の課税が適用される。ある期間の不足額は、次の期間に繰り越すことができる。

各発電技術（異なる８種類）に対し別個のインフラマージナル収益の閾値（ユーロ/MWh表示）が設定されており、主として原子力発電90ユーロ/MWh、風力および太陽光発電100ユーロ/MWh、水力発電80-140ユーロ/MWh（各発電所の発電量に応じて異なる）である。フランスはまた、ガス火力発電所（熱電併給発電所を含む）への課税も選択し、課される上限は40-110ユーロ/MWhに燃料費を加えた額である。

その結果、フランスのEDFグループにおいて、インフラマージナル上限価格が関係するのは、2022年度の熱電併給および再生可能エネルギー発電のそれぞれについて、EDF SAおよびDalkiaグループのフランス企業（14百万ユーロ）、ならびにEDF Renewablesグループ（37百万ユーロ）である。

EDF SAのインフラマージナル収益は、2022年度の上限期間第１期および第２期の2022年12月において、原子力発電量の著しい減少（-81.7TWh）に起因する高値市場での購入に伴い、大幅なマイナスであった。その結果、2022年度の発電については、インフラマージナル収益に係る未払税金はない。

最後に、EDFグループはフランス国外、主にベルギーでもこのEU規則の対象となっており、ベルギーでは、2022年度の原子力および再生可能エネルギー発電に対して130ユーロ/MWhの上限を超える部分につき100%の課税を適用し、49百万ユーロの税金を納付した。イタリアでは、Edisonグループが主に追加の法人所得税措置に関係していた（注記９を参照）。

5.5 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*	2022年度	2021年度
営業補助金	*5.5.1*	1,055	5,685
連結除外による純利益	*5.5.2*	168	302
固定資産売却益	*5.5.2*	(167)	(29)
流動資産に対する引当金の純増加／減少	*5.5.3*	(307)	124
営業リスクおよび費用引当金の純増加(1)		(1,059)	(381)
その他の項目	*5.5.4*	677	(1,439)
その他の営業収益および営業費用		**367**	**4,262**

(1) 注記15.1.1.1および17.2を参照のこと。

5.5.1 営業補助金

この項目は、主に、2022年度の公共電力サービス費用の補償に関して、EDFが受け取ったか、受け取る予定の補助金から構成されており、財務諸表上、2022年度における808百万ユーロ（2021年度における5,472百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。購入義務に関する補償対象の公共サービス費用は、2022年度において、市場価格が極めて高く全般的にEDFの購入義務価格を大きく上回ったことから、大幅に減少してマイナスとなった。ただし、2022年度に補償対象となる公共サービス費

用は、当局が電力およびガスの上限料金を通じて導入した最終顧客への販売価格の制限に起因する販売収益減少の補償金額1,571百万ユーロを含む（注記5.1.1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。その法制上および規制上の枠組みの下で、2016年度以降、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は補償されることとなった。補償は当初、特別「エネルギー移行」項目および「公共エネルギー・サービス」項目の２つの国家予算項目から行われていたが、2021年１月１日から、公共エネルギー・サービス費用はすべて、一般予算を通じて補償されている。

2022年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2022年度財政法は、84億ユーロの「公共エネルギー・サービス」項目を一般予算に組み入れた。予算の対象は、再生可能エネルギーおよびバイオガスの支援契約（購入義務および追加報酬）に基づいて発生する追加コスト、電気およびガスの上限料金に伴う費用（注記5.1.1を参照）、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発電の支援に伴うコスト（基本的に熱電併給）、ならびに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。

電力の最終消費に係る内国税(TICFE)からの税収は、顧客への請求書上は公共電力サービス拠出金（CSPE）とも称され、一般予算に直接含められる。TICFE/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から直接徴収され（供給業者により徴収され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者から直接徴収される。

この税金の水準は、2016年度において、通常料率が22.5ユーロ/MWh、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12ユーロ/MWhから0.5ユーロ/MWhに設定された。これらは2021年度末までその水準に据え置かれた。その後、フランスの上限電力料金により、当該税金は実質的にその最低水準である住宅顧客向け１ユーロ/MWhおよび事業顧客向け0.5ユーロ/MWhまで引き下げられた。

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、CREは2022年度に、いずれもEDFの公共サービス費用の2023年度予測、2022年度の改訂費用予測および2021年度に計上された実績費用を明記した異例の２件の決定、すなわち最初の７月13日付決定（2022-202）および２件目の11月３日付決定（2022-272）を公表した。CREは、主要パラメータに大きな変更があったことから、2022年７月の予測を11月に更新することを余儀なくされた。

5.5.2　連結除外による純利益および固定資産売却益

2022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192百万ユーロ（2021年度245百万ユーロ）が含まれている。

2021年度には、フランス国内の不動産資産売却益およびIDG（イタリアのガス配給網）売却益（注記3.1.2を参照）も含まれていた。

5.5.3 流動資産に対する引当金の純増加および減少

2022年度の流動資産に対する減損および減損の正味戻入れは、主に英国およびベルギーの売上債権に関係する（注記13.3を参照）。

5.5.4　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、回収不能営業債権に係る損失、フランスの水力発電委譲料金およびフランスの再生可能エネルギー資源からの発電事業者に支払われる追加報酬を含む。2022年度におけるその他の収益および費用のプラスの変動は、主に改正財政法（2022年度改正財政法第38条および2022年12月28日付命令、2022年12月31日付官報にて公布）の影響に対応して生産者の追加報酬に関するクレジットノートの上限が撤廃されたことおよびスポット価格の上昇により、生産者が返済すべきマイナスの補助金が発生したことによる。

再生可能エネルギーを使用する発電事業者に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。逆に、これらの収益が参照金額を上回った場合に

は、生産者は受け取った差額を返済しなければならない。このメカニズムは、フランスの購入義務システムを補完するものである。

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するにつれて、または発生した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。
  現段階では、当該収益を財務諸表上で認識する理由はない。

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。2021年10月18日に、フェッセンハイム１号機からラアーグのOrano用地に最後の２つの使用済燃料パッケージが発送され、重要な経過目標が達成された。フェッセンハイム解体の政令は2026年度に公布される見込みである。

2022年12月31日現在、これらの原子炉２基に関する運転後費用および収益は、主に以下を含んでいる。

- 費用98百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費48百万ユーロ、商品およびサービス購入47百万ユーロ、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）。
- 協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額46百万ユーロ。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ている。

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、国家公認の省エネ証書制度への資金提供、および流通市場における証書購入である。

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。

獲得した省エネ証書量が、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

フランスの省エネ証書制度の第四期（2018-2021年）は、2021年12月31日に終了した。省エネ目標が大幅に引き上げられたものの、EDFグループは義務を充足し、第五期の開始に向けて在庫を有していた。

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）に関する政令2021-712が、2021年６月５日付官報にて公布された。この政令は、当該制度の有効性を高め（例えば、特例措置を大幅に削減し、計算を実際の省エネに近づける）、非常に脆弱な世帯向けの財政支援を増強し（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の引上げ、非常に脆弱な世帯に対する範囲制限、この分類のペナルティをMWhc当たり20ユーロに引上げ）、脱炭素エネルギーの開発を奨励していた。

- この期に係る全体の義務は、17.2%増加して2,500TWhcであった（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は+37%増の730TWhc、「標準」義務は+11%増の1,770TWhc）。
- 省エネ証書係数（販売エネルギー１MWh当たりの生産すべきMWhc）は、電力につき10.2%減少し、ガスにつき51.8%増加した。
- 電力およびガスについて、省エネ証書を要しない閾値を、現在の400GWh/年から、2022年度は300GWh/年、2023年度は200GWh/年、2024年度以降は100GWh/年と段階的に引き下げている。

ただし、省エネ証書制度の第五期の最初の数か月（2022年度上半期）において観測された市場価格の低水準から、新規の省エネプロジェクト数は大幅に減少した。新たな活力を生み出すため、DGECは2022年10月27日付政令2022-1368により、第五期の制度義務を上方修正することを決定した。

この新しい政令は、正式に第五期（2022-2025年）の義務を以下の通り引き上げた。

- 「標準」義務：当初1,770TWhcに対し1,970TWhc、および2023-2025年の期間は+200TWhc
- 「エネルギー貧困」向け義務：当初730TWhcに対し1,130TWhc、および2023-2025年の期間は+400TWhc。

このように、省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）の義務は、第四期（2018-2021年）よりも大幅に高くなっている（2,133TWhに対し3,100TWh）。

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格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）	2022年度	2021年度
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額	(849)	(215)

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額の純変動額は、2021年12月31日現在の(215)百万ユーロから、2022年12月31日現在は(849)百万ユーロとなり、主に2022年度にコモディティ（電力およびガス）市場において観察された高い価格ボラティリティを反映している。

注記７．その他の収益および費用

2022年度におけるその他の収益および費用は(687)百万ユーロであった。これらは主に以下からなる。

- フラマンヴィル３EPRの主要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、合計(638)百万ユーロ（これらは、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）。
- EDF Energy Services LLC（EDF Trading North Americaのエネルギー販売事業、注記3.1を参照）およびDalkia Russia（注記1.4.3のDalkiaの2022年５月23日付プレスリリースを参照）に係る売却益ならびにパートナーへの支払補償、正味68百万ユーロ。
- 当期中の従業員割当（ERO）に係る費用(64)百万ユーロ（注記14.1を参照）。
- 2002年度にMontedisonがSolvayに売却したイタリアのAusimont（Bussi用地）に関する民事、行政および刑事裁判所における手続に関連する引当金（注記17.3.5を参照）。

EROについて、EDFの取締役会は2022年５月11日に、従業員株式所有取引の原則につき決定した。その結果、2022年７月25日付のEDF新株18,100,741株の発行により当グループの資本金が増加した。

これらの株式の引受価格は、2022年６月28日付で設定された。これは、価格設定日の前20取引日においてユーロネクスト・パリで売買されたEDF株式の売買高加重平均価格に基づく参照価格に対する30%の割引を含んでいた。この割引に対応する費用は、当グループの剰余金に対する調整を通じて「その他の変動」に認識されている。

2021年度におけるその他の収益および費用は(1,123)百万ユーロであった。これらは主に以下からなる。

- Areva およびEDFが2021年６月29日付で署名した契約を適用して、和解金支払額563百万ユーロから、主に第三者のために回収した支払金および貸借対照表に従来計上されていた資産等の一定の額を控除した受取額505百万ユーロ（注記２を参照）。
- 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、2021年12月31日現在の合計(573)百万ユーロからなる（これらは、IAS第16号第22項に基づいて異常コストとされ、建設中の資産のコストに含めることができない）。
- Dalkia WastenergyおよびCENGに対する投資の売却に係る純損失、合計(286)百万ユーロ（注記3.1を参照）。
- ダンジェネスBの早期閉鎖に関連した費用(164)百万ユーロ。燃料在庫および予備部品の減損、ならびに発電容量メカニズムに基づくペナルティに対する引当金を含む（注記２および10.8を参照）。
- 2002年度にMontedisonがSolvayに売却したイタリアのAusimont（Bussi用地）に関する民事、行政および刑事裁判所における手続に関連する引当金（注記17.3.5を参照）。
- フランスの競争当局（ADLC）との間で係属中の訴訟手続に関連する引当金（注記17.3.6を参照）。

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。

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）	2022年度	2021年度
財務活動に関係する支払利息(1)	(1,940)	(1,494)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(31)	15
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	89	32
債務に係る外国為替差益（純額）	152	(12)
総金融負債に係る費用	**(1,730)**	**(1,459)**

(1) 財務活動に関係する支払利息は、IFRS第16号のリース負債に係る利息2022年度(77)百万ユーロ（2021年度(75)百万ユーロ）を含む。

財務活動に関係する支払利息は446百万ユーロ増加した。これには、金利上昇による金利効果と当グループの純負債額の増加による量的効果が同程度起因している。

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係している。

最終的な割引の影響の詳細は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
長期および雇用後従業員給付引当金(1)	(663)	(498)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(2)	770	(2,109)
その他の引当金および前受金	67	(63)
割引の影響	**174**	**(2,670)**

(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）。

2022年度の長期および雇用後従業員給付引当金に係る割引の影響の増加は、2023年１月１日現在で適用された割引率の上昇（フランス：2022年１月１日現在の-0.4%に対し+1.6%）によるものである。

2022年12月31日現在の原子力引当金に係るプラスの割引の影響は、2021年度においてフランスで実質割引率が10ベーシス・ポイント低下した後、2022年度に50ベーシス・ポイント上昇したことによるものである。フランスでは、割引の影響は正味プラス813百万ユーロであり、主に時の経過による割引の戻入れに係る費用1,830百万ユーロと、資産の裏付けがない引当金について損益計算書に計上された2022年度の実質割引率の変動によるプラスの影響2,548百万ユーロから成る（注記15.1を参照）。

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）	2022年度	2021年度
現金および現金同等物に係る金融収益	95	38
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)	311	312
負債証券および持分証券に係る利益／(損失)	345	673
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	(3,272)	2,683
その他の金融費用	(433)	(217)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	75	120
制度資産に係る運用収益	419	319

借入コストの資産計上	463	561
その他の金融収益および費用	**(1,997)**	**4,489**

2022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金および利息467百万ユーロ（2021年度605百万ユーロ）。
- リサイクルを伴う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(122)百万ユーロ（専用資産に係る(68)百万ユーロを含む）、これに対し2021年度は68百万ユーロ（2021年度は専用資産に係る41百万ユーロを含む）であった。

2022年度には、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（3,272)百万ユーロを含む。これは下落局面の市場展開を背景とし、専用資産に係る(3,096)百万ユーロを含む。

2021年度には、その他の金融収益および費用は、金融商品の公正価値の変動2,683百万ユーロを含む。これは強気の市場展開を背景とし、専用資産に係る2,739百万ユーロを含む。

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、数理計算上の損益またはヘッジ手段および負債証券もしくは持分証券の公正価値の会計処理など、その基礎となる項目の価額の変動が自己資本に計上される場合を除き、損益計算書に計上される。

繰延税金は毎決算日に見直され、税法の改正および将来減算一時差異の回収の見込みについて勘案される。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る場合は、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。

第２の柱ルール

課税ベースの低下および多国籍大企業による国家間の課税所得の移転に関する懸念に対応するため、法人所得税の最低税率の導入が135か国超によって世界的に合意された。2021年12月に、経済協力開発機構（OECD）は、特に多国籍グループの所得に対する15%の最低税率の導入（「第２の柱ルール」）を含む国際的な税制改革案を発表した。当財務諸表の公表日現在、当グループが事業を営む国のうち、これらのルールを国内法化した国はなかった。当グループは、当該ルール制定後の実施に備えるため、事業を営む各国における法制化の進捗を緊密に監視している。

当グループが事業を営む国において現在施行されている現行の合意および税率に基づき、第２の柱ルールの施行前における当グループの将来の事業展開ないし関連国における法律の改定に依存して、当グループは、この法人所得税改革による重要な影響はないものと見込んでいる。

9.1　税金費用の内訳

税金費用の内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
当期税金費用	(1,894)	(2,016)
繰延税金	5,820	616
合計	**3,926**	**(1,400)**

2022年度の当期税金費用のうち(562)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(1,332)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2021年度は、それぞれ(1,679)百万ユーロおよび(337)百万ユーロ）。

繰延税金収益は、2021年度の616百万ユーロに対し、2022年度は5,280百万ユーロであり、主に当年度に係る報告損失に起因する。

9.2　理論上の税金費用と実効税金費用の調整（タックス・プルーフ）

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
連結会社の税引前利益	**(22,916)**	**5,585**
親会社に適用される法人所得税率	25.82%	28.41%
理論上の税金費用	**5,917**	**(1,587)**
税率差異(1)	145	(349)
永久差異(2)	(336)	(160)
税法基準外税金(3)	(478)	727
未認識の繰延税金資産(4)	(1,320)	(36)
その他	(2)	5
実際税金費用	**3,926**	**(1,400)**
実効税率	**17.13%**	**25.09%**

2022年度の税金収益は3,926百万ユーロであり、実効税率17.13%に対応している（2021年度は実効税率25.09%に基づき(1,400)百万ユーロの税金費用）。

2021年度の税金費用と2022年度の税金収益の間の変動5,326百万ユーロは、基本的に、当グループの税引前利益の減少28,051百万ユーロを反映しており、7,359百万ユーロの追加の税金収益が生じた。

税金収益はまた、2022年度の税務訴訟における一定の判決の不利な影響（注記17.3.1を参照）、イタリアにおける発電会社に対する「超過利潤税」の導入、当年度中に認識された減損、および2021年度のイタリアにおける税務上の資産再評価の影響に相当する有利な影響がなかったことも反映している。

これは更に、フランスにおける未認識の繰延税金資産による不利な影響を含み、米国において認識された繰延税金資産の有利な影響により部分的に相殺されている。

2021年度と異なり、当グループが事業を営む国において標準税率の引上げの影響はなかった。

これらの非経常項目（主に減損、金融資産およびコモディティの未実現損益、ならびに税務訴訟）による影響を除くと、2022年度の実効税率は、2021年度の21.3%に対し、18.0%である。

理論上の税率と実効税率の差異は、以下の要因によるものである。

- **2022年度：**
  - **⑴2022年度に適用される標準税率が19%である英国に主に関連する税率差異の有利な影響145百万ユーロ。**
  - **⑵引当金および減損、(279)百万ユーロ。**
  - **⑶イタリアにおける「超過利潤」税（(317)百万ユーロ）および税務訴訟（(346)百万ユーロ）による不利な影響が、永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入156百万ユーロの有利な影響により部分的に相殺されている。**

- ⑷フランスの納税グループに関連する(1,551)百万ユーロを含む未認識の繰延税金資産の影響(1,320)百万ユーロ（注記9.4を参照）が、米国において認識された繰延税金資産の有利な影響296百万ユーロにより部分的に相殺されている。

- 2021年度：
  - ⑴2023年から予定されている英国の標準税率の19%から25%への引上げによる税率差異の不利な影響359百万ユーロ。
  - ⑶イタリアにおける税務上の資産再評価（422百万ユーロ）および永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入（157百万ユーロ）による有利な影響。
  - ⑷未認識の繰延税金資産の影響(36)百万ユーロ。イタリアにおける税務上の資産価額の再評価を受けて当年度中に認識された繰延税金(309)百万ユーロを含み、米国において認識された繰延税金資産の有利な影響（191百万ユーロ）により部分的に相殺された。

9.3 繰延税金資産および負債の変動

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
繰延税金資産	1,667	1,150
繰延税金負債	(2,401)	(3,115)
１月１日現在の繰延税金（純額）	**(734)**	**(1,965)**
純利益の変動	5,820	616
自己資本の変動	2,323	694
換算調整	79	(93)
連結範囲の変更	13	28
その他の変動	(338)	(14)
12月31日現在の繰延税金（純額）	**7,163**	**(734)**
繰延税金資産	8,696	1,667
繰延税金負債	(1,533)	(2,401)

2022年度における自己資本に含まれる繰延税金の変動は、雇用後給付に係る数理計算上の損益558百万ユーロ（2021年度(510)百万ユーロ）およびヘッジの公正価値の変動1,181百万ユーロ（2021年度(1,223)百万ユーロ）を含む。

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(6,074)	(6,201)
従業員給付引当金	3,927	4,706
その他の引当金および減損	741	346
金融商品	2,401	1,408
繰越欠損金および未使用の税額控除	9,555	2,004
その他	507	1,080
繰延税金資産および負債合計	**11,057**	**3,343**
未認識の繰延税金資産	(3,894)	(4,077)
繰延税金（純額）	**7,163**	**(734)**

2022年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は3,894百万ユーロ（2021年12月31日現在4,077百万ユーロ）の潜在的節税額を示しており、主にフランス、イタリアおよび米国に関係している。

フランスにおける潜在的節税額は、2,952百万ユーロ（2021年12月31日現在2,913百万ユーロ）であり、基本的に従業員給付および2022年度に生じた損失に係る繰延税金資産残高に関連している。これらの繰延税金資産には期限がない。

イタリアにおける潜在的節税額は、309百万ユーロであり、2021年度に再評価され税務上50年間にわたって償却できるのれんの税務上の価額に関係している。期間10年超の繰延税金の認識に関する当グループの保守的な方針により、対応する繰延税金資産の一部は未認識となっている。

米国における潜在的節税額は、490百万ユーロ（2021年度730百万ユーロ）であり、主に繰越欠損金に関係しており、その繰越可能期間は、2026年度から2037年度の間の日まで（これは2017年12月31日前に生じた損失および長期資本損失に関係する）、または無期限（2017年度より後に生じた損失）である。

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7,898百万ユーロ（2021年度1,140百万ユーロ）であり、主にフランス（2022年度6,890百万ユーロ、2021年度51百万ユーロ）、米国（2022年度430百万ユーロ、2021年度286百万ユーロ）および英国（2022年度306百万ユーロ、2021年度548百万ユーロ）に関連する。

フランスにおいて、これらは、フランスの納税グループ（EDF SA、Enedis、PEIおよびその他のフランスの95%超所有子会社）が2022年12月31日現在で報告した304,260億ユーロについて認識された繰延税金資産6,812百万ユーロ（総額7,872百万ユーロおよび引当金1,060百万ユーロ）を含む。EDF SAが計上したこの税務上の欠損金は主に、応力腐食現象に起因した原子力発電量の例外的な低下（2021年度に対し-81.7TWhないし-23%）によってEDFが当年度中を通じて非常に大量の電力を市場で非常に高い価格で購入しなければならなかったことに起因しており、その課税所得への悪影響は約291億ユーロであった。

フランスの納税グループの将来の課税結果予測および税務上の欠損金を繰り越して将来の課税所得の最大50%と対応させることを認める規則に基づいて、繰延税金資産の総額7,872百万ユーロが10年超の期間にわたって回収されるものと見込まれており、その結果、引当金1,060百万ユーロが認識された。これらの予測は、取締役会により承認された当グループの2023年度予算および当グループ内の財務上の軌跡を勘案し、より遠い将来の年度に対しては保守的なアプローチをとっている。フランスの納税グループの今後10年間に係る将来の課税結果は、主に原子力発電量、市場価格および規制に関する仮定に対して敏感に反応する。規制料金および価格は、将来の市場規制の潜在的可能性が現時点では明確でないことから、ARENH制度の終了日である2025年度より後は全面的に市場のエクスポージャーにさらされるとの仮定に基づいて構築されている。最終的に、繰延税金資産の回収可能期間は、既存の原子力発電所に対する将来の規制水準に特に依存する。

米国および英国において、繰越欠損金および税額控除に係る繰延税金資産は、同一企業に同一期間内にわたって解消され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認識された。

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）	*注記*	2022年12月31日現在	建設中の資産(1)	2021年12月31日現在	建設中の資産(1)
のれん	*10.1*	9,513	n.a.	10,945	n.a.
その他の無形資産	*10.2*	10,619	2,110	10,221	1,793
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*	101,126	49,700	98,237	45,220
使用権資産	*10.4*	*4,051*	*n.a.*	*4,146*	*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*	6,816	668	6,881	621
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		**128,074**	**52,478**	**126,284**	**47,634**

n.a.：該当なし。
(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、価値の喪失の可能性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。

2022年度において、のれんは主にEDF Energy（6,541百万ユーロ、2022年度に計上された減損を控除後）およびFramatome（1,448百万ユーロ）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。

2022年度および2021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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	**10,945**	**10,265**
取得	154	143

売却	(2)	(1)
減損（注記10.8）	(1,178)	-
換算調整	(379)	537
その他の変動	(27)	1
期末日における帳簿価額純額	**9,513**	**10,945**
期末日における総額	11,650	11,715
期末日における減損累計額	(2,137)	(770)

2022年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- EDF Energyののれんに係る減損(1,176百万ユーロ)。
- 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（(379)百万ユーロ）。

2021年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- Rolls Royce Civil Nuclear I&CのFramatomeからの取得92百万ユーロ（注記3.1を参照）。
- 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（537百万ユーロ）。

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。
- 発電所の操業権または使用権。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。
- 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、購入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。英国は現在はEU加盟国ではないが、この制度には引き続き関係している。

この排出枠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）。

当該年度の排出量に対応する引当金が、当該年度末において設定される（注記17.2を参照）。

この引当金は、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戻し入れられる。

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。英国は現在はEU加盟国ではないが、この制度には引き続き関係している。

これらの目標を達成するために、各国は以下の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戻し入れられる（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）	2021年12月31日現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他変動	2022年12月31日現在
ソフトウェア	6,787	965	(96)	(54)	(14)	17	7,605
企業結合において取得したコモディティ契約のプラスの公正価値	504	-	-	-	-	-	504
温室効果ガス排出権－グリーン証書	900	2,457	(2,350)	(20)	-	(8)	979
その他の無形資産	8,152	436	(110)	(24)	(25)	(35)	8,394
開発中の無形資産(1)	1,793	319	(8)	(1)	-	7	2,110
総額	**18,136**	**4,177**	**(2,564)**	**(99)**	**(39)**	**(19)**	**19,592**
ソフトウェア	(4,282)	(839)	96	47	9	1	(4,968)
企業結合において取得したコモディティ契約のプラスの公正価値	(241)	(25)	-	-	-	-	(266)

その他の無形資産	(3,392)	(555)	105	19	52	32	(3,739)
償却および減損累計額	**(7,915)**	**(1,419)**	**201**	**66**	**61**	**33**	**(8,973)**
純額	**10,221**	**2,758**	**(2,363)**	**(33)**	**22**	**14**	**10,619**

(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額を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。

2022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130百万ユーロおよび1,433百万ユーロ。
- Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産およびFramatomeの顧客契約が、それぞれ151百万ユーロ、777百万ユーロおよび344百万ユーロ。

2022年度には、その他の無形資産について(65)百万ユーロの減損（純額）が計上された（これに対し2021年度は59百万ユーロの減損戻入れ（純額））。

2022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、473百万ユーロである（2021年度487百万ユーロ)。

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）	2021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)	2022年12月31日現在
土地・建物	14,217	397	(97)	(38)	-	(25)	14,454
原子力発電所	79,536	3,309	(2,805)	(546)	-	65	79,559
化石燃料および水力発電所	17,365	542	(133)	(102)	28	5	17,705
その他施設等	22,637	2,798	(422)	58	(562)	36	24,545
使用権資産(3)	6,204	353	-	(13)	(32)	98	6,610
建設中の資産(4)	45,368	5,761	(40)	(1,141)	(13)	(48)	49,887
総額	**185,327**	**13,160**	**(3,497)**	**(1,782)**	**(579)**	**131**	**192,760**
土地・建物	(8,330)	(483)	84	23	1	23	(8,682)
原子力発電所	(53,655)	(3,056)	2,707	352	-	(1,729)	(55,381)
化石燃料および水力発電所	(12,540)	(639)	131	105	36	(15)	(12,922)
その他施設等	(10,358)	(2,011)	426	19	38	(17)	(11,903)
使用権資産(3)	(2,059)	(724)	-	4	16	204	(2,559)
建設中の資産(4)	(148)	(93)	-	(3)	1	56	(187)
減価償却および減損累計額	**(87,090)**	**(7,006)**	**3,348**	**500**	**92**	**(1,478)**	**(91,634)**
純額	**98,237**	**6,154**	**(149)**	**(1,282)**	**(487)**	**(1,347)**	**101,126**

(1) 連結範囲の変更は、基本的に、EDF Renewables（(574)百万ユーロ）およびEdison（70百万ユーロ）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(1,956)百万ユーロ（注記15.1を参照）ならびにEDF Energy ((188)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、主にユーロに対する英ポンドの下落（(1,427)百万ユーロ）に起因する換算調整の影響(1,282)百万ユーロを含む。

フランスの原子力発電所の減価償却期間

注記1.3.4.1に記載した通り、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉４基）の減価償却期間は、900MWシリーズ（2016年１月１日以後）および1,300MWシリーズ（2021年１月１日以後）については50年、減価償却期間の延長条件を満たしていないN4シリーズ発電所については40年となっている。

2020年４月に採択された、2019年-2028年を対象とするフランスの複数年エネルギー計画（PPE、Programmation Pluriannuelle de l'Énergieの略称）に基づき、フランスの原子炉12基が2035年までに閉鎖される予定である。これは第５回10年検査前の900MW原子炉２基の2027年および2028年における閉鎖を含むため、900MW原子炉２基については早期閉鎖シナリオが採用された。当グループの財務諸表における原子力引当金および減価償却費に対するその影響は重要ではない。

フランスの石炭火力発電所の減価償却期間

フランスの2019年11月８日付エネルギーおよび気候法を考慮して、コルドメ石炭火力発電所の減価償却期間の終了時期は、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後も操業を継続することを視野に入れて、2026年まで延期された。2021年７月８日に、EDFは、エココンバスト・プロジェクトについて、継続の条件が充足されなかったため、終了を決定したことを発表した。コルドメ発電所は、当該発電所に対し年間最大750時間までのフル稼働による使用を認めるエネルギーおよび気候法に準拠して、RTEが定義する電力システムの要件を満たすために、2024年度まで、さらに恐らくは2026年度まで、操業を継続する予定である。2022年２月の政令2022-123および2022年９月の政令2022-1233は、化石燃料火力発電設備による温室効果ガス排出の上限を引き上げるという異例の措置をとり、電力システムへの負荷リスクを理由に2022年度および2023年度の稼働時間の上限を撤廃した。減価償却期間の終了時期は現在のところ2026年度で据え置き、減価償却スケジュールは当該新たな運営規則を考慮に入れている。

10.4　使用権資産

会計原則および会計処理方法

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、リースの計算利子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、借手の追加借入利子率が使用される。この利子率は、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子率を基礎とする。

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その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は、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　使用権資産の変動

（単位：百万ユーロ）	2021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)	2022年12月31日現在
土地・建物	5,152	250	-	(33)	133	5,502
その他施設等	1,052	103	-	1	(48)	1,108
総額	**6,204**	**353**	**-**	**(32)**	**85**	**6,610**
土地・建物	(1,529)	(562)	-	14	135	(1,942)
その他施設等	(529)	(163)	-	1	74	(617)
減価償却および減損累計額	**(2,058)**	**(725)**	**-**	**15**	**209**	**(2,559)**
純額	**4,146**	**(372)**	**-**	**(17)**	**294**	**4,051**

(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。

10.4.2　損益計算書への影響

IFRS第16号に準拠して、借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）	2022年度	2021年度
サブリース収益	7	56
変動リース費用	(53)	(53)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(108)	(70)
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	**(154)**	**(67)**
使用権資産に係る減価償却費	(725)	(723)
営業利益	**(879)**	**(790)**
リース負債に係る支払利息	(77)	(75)
連結会社税引前利益	**(956)**	**(865)**

10.4.3　リース関連の支払

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
リース負債関連の支払合計	**(776)**	**(801)**

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2022年度702百万ユーロ（2021年度729百万ユーロ）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

委譲契約の会計処理は、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28件の更新を行っていない。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項）。

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。

主な耐用年数は以下の通りである。委譲資産については、減価償却期間は委譲契約期間も考慮している。

- 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

公的機関からの温熱発電および配電委譲

Dalkiaと公的機関との間で締結された温熱発電および配電委譲契約は、当該機関から付託されたか、または当該機関の要請に基づき建設された施設を、限定された期間にわたり、委譲当局の監督下において運営する権利を与えるものである。

これらの契約は、報酬および契約終了時の委譲当局または他の後継営業者への施設引渡しの条件について定めている。

当該資産は、IFRIC第12号「サービス委譲契約」に従って、「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。

これらの資産は、そ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、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水力発電所に係る有形固定資産の一部を除いて、すべての資産を所有している。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）	2021年12月31日現在	増加	減少	連結範囲の変更	その他変動	2022年12月31日現在
土地・建物	1,641	11	(4)	1	-	1,649
化石燃料および水力発電所	11,934	295	(32)	(70)	26	12,153
その他	680	34	(23)	(7)	2	686

建設中の資産(1)	639	45	(8)	(1)	10	685
総額	**14,894**	**385**	**(67)**	**(77)**	**38**	**15,173**
土地・建物	(997)	(34)	4	-	1	(1,026)
化石燃料および水力発電所	(6,505)	(343)	29	27	(24)	(6,816)
その他	(492)	(31)	21	-	4	(498)
建設中の資産(1)	(19)	-	-	-	2	(17)
減価償却および減損累計額	**(8,013)**	**(408)**	**54**	**27**	**(17)**	**(8,357)**
純額	**6,881**	**(23)**	**(13)**	**(50)**	**21**	**6,816**

(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。

2022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）	2022年度	2021年度
無形資産	2,110	1,793
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	49,700	45,220
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	668	621
建設中の資産合計	**52,478**	**47,634**

無形資産

2022年12月31日現在、建設中の無形資産には、特に、EPR 2およびSMRプロジェクトに関する調査それぞれ1,055百万ユーロ（2021年12月31日現在761百万ユーロ）および142百万ユーロが含まれている。

フランスの新原子炉：EPR 2プロジェクト

EPR 2プロジェクトは、第３世代原子炉の安全目標を満たす新たな加圧水型原子炉に関連しており、EPR原子炉および現在稼働中の原子炉から得た設計、建設および運転開始の経験を織り込むことを目指している。

2019年７月16日に、ASNはEPR 2に関するEDFの主要設計オプションの安全水準は満足できるものであったとの見解を公表した。ASNは「全般的な安全目標、安全の基本要件および主要設計オプションは全体として満足できるものであった」と表明した。

EPR 2はまた、出力（現在の原子炉の最大出力である1,450MWに対し1,650MW）、発電量、供給力、操作性に関して優れた運転性能を提供することが見込まれる。

環境連帯移行省が2019年１月25日に公表したPPE案は、政府が原子力業界とともに、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。

EPR 2に関する決定を待つ間に、EDFは2020年12月16日の取締役会により、費用予算約10億ユーロをもって2022年度末まで当該プロジェクトを継続する権限を与えられた。

2021年度にEDFは、フランスの当局と協力して政府監督下の作業プログラムに貢献する取組みを完了した。それは、最初のEPR建設からのフィードバックの正式な提供、および（フランス内外の先行するEPRプロジェクトからの経験を織り込んだ調整済EPRモデルを使用して）３対の原子炉を建設する業界プログラムに対するフランスの原子力部門の対応力を明らかにすることであった。

実施された分析は、必要性の根拠、原子力部門の参加者を動員するための行動計画、予想費用の見積り、当該プログラムの統率と資金調達に関する可能な選択肢の分析（ならびに規制および法的枠組みの変更に関するその帰結）、一定の候補地の事前の識別、新原子力発電所が産出する廃棄物の管理に関する問題の検討、ならびに欧州委員会との連携や公開協議等の取るべき行動を対象としていた。

DGECは2021年夏に当該プログラムに関連するこの分析の一部について監査を行い、スケジュールおよび費用の見積りに用いた方法の妥当性を確認した。

フランス大統領は2021年11月の演説において、フランスが原子力プログラムを再開しフランス国土に新原子炉を建設することを宣言した。フランス東部のベルフォールを訪問中であった2022年２月10日に、大統領は2035年までにEPR 2原子炉６基を建設し、2050年までのEPR 2原子炉８基の増設に向けた調査を開始するプログラムへの着手を発表した。大統領はまた、2035年までに最初の新原子炉の運転開始を目指す必要があるとの見解を示し、これらの新EPR 2ユニットはEDFが建設・運営することになると述べた。

投資の決定はまだ行われていない。当該プログラムに向けた適切な資金調達および規制の計画は現在準備段階にあり、当該プロジェクトの完成費用の更新は2023年夏になるものと見込まれている。

EPR 2に関する決定がなされるまでの間、EDFは2022年３月31日の取締役会により、2023年度末まで開発作業を継続する権限を与えられ、約６億ユーロの追加予算が付与された。

NUWARD、フランスの小型モジュラー炉（SMR）プロジェクト

小型モジュラー炉（SMR）については、2022年度にNUWARD™の開発が継続された。NUWARD™は、170MWユニット２基から成る第３世代のモデル加圧水型発電所であり、大量に建設して広範囲に輸出する目的で設計されている。その主な目標は、今後数十年間で化石燃料火力発電所から置き換わることである。販売は、2030年度までに着工予定のフランスのモデル発電所によって支えられる。

NUWARD™ SMRの設計は、ASNがチェコおよびフィンランドの安全当局であるSUJBおよびSTUKと協力して行う事前評価を受けている最中である。この評価の目的は、SMRの国際認可の付与を加速させるとともに規制の調和に新たな弾みをつけることにある。

2022年12月に、EDFとFortumは、フィンランドおよびスウェーデンにおけるSMRおよび大型原子炉の開発機会を共同で模索するための協力契約に署名した。

2022年度終盤に、当グループは、NUWARD™プロジェクトの次なる部分である、2023年度初めに開始し2026年度末までに完了予定の基本設計フェーズを主導する専門子会社を設立した。この子会社はNUWARDと称し、当グループが完全所有している。同社は、EDF、CEA、TechnicAtome、Naval Group、FramatomeおよびTractebelから継続的に技術支援を受ける。

「フランス2030」計画に基づき供与された補助金50百万ユーロは、欧州委員会からの正式な通知および承認の後、2022年12月にフランス政府から受領された（注記13.5.4を参照）。2022年２月10日のベルフォールでの演説において、フランスの大統領は、NUWARD™プロジェクトに対する500百万ユーロの追加国家支援を発表していた。

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

2022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３EPRへの投資15,245百万ユーロ（資産計上された中間利息3,471百万ユーロを含む）（2021年12月31日現在、資産計上された中間利息3,471百万ユーロを含む15,014百万ユーロ）。2022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額は15,472百万ユーロであり、これには運転開始された資産221百万ユーロ(1)（中間利息24百万ユーロを含む）も含まれる。

(1)　総額341百万ユーロから減価償却累計額120百万ユーロを控除。

資産計上された中間利息を含むこの資産計上額15,472百万ユーロには、建設費用の他に、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629百万ユーロ。
- 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854百万ユーロ。
- フラマンヴィル３EPR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（381百万ユーロ、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、2022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10,495百万ユーロであり、完成時の建設費用（中間利息を除く）は132億ユーロ（2015年のユーロ）である。

2022年12月16日に、EDFは、フラマンヴィル３プロジェクトの日程調整を発表し、見積完成費用を2015年のユーロで中間利息を除き127億ユーロから132億ユーロへ増額した。

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（当グループの2019年10月９日付プレスリリースを参照）は、2022年度に638百万ユーロでその他の収益および費用に計上されている（2021年度573百万ユーロ）（注記７を参照）。

2022年12月16日に発表された調整により生じる非経常的な追加費用は、主に修理済み接合部の応力除去熱処理に関するものであり、同じくその他の収益及び費用に計上される予定である。

- ヒンクリー・ポイントCに関連する投資21,647百万ユーロ（資産計上された中間利息1,110百万ユーロを含む）（2021年12月31日現在、資産計上された中間利息835百万ユーロを含む18,542百万ユーロ）から減損551百万ユーロを控除した額（注記10.8を参照）。2022年度の当該プロジェクトへの投資は3,890百万ユーロである（2021年度3,635百万ユーロ）。
- サイズウェルCに関係する808百万ユーロの調査(2021年度533百万ユーロ)。

建設中の有形固定資産（委譲運営資産を除く）の残高、すなわち12,050百万ユーロは、主にグラン・カレナージュ・プログラムに沿ったEDF SAの既存の原子力発電所（75%）（主要部品、特に蒸気発生器の取替、定期検査および10年検査に関連する作業）に関連しており、それよりも少ない割合（約13%）でEDF Renewables（欧州、北米および新興国において開発中の発電所）に関連している。

建設中の有形固定資産は、2022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、4,480百万ユーロ増加した（注記10.3を参照）。

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年数を大幅に延長することを目的としたフランスの原子力発電所向けグラン・カレナージュ工業改修プログラムを実施している。2014年度から2025年度の期間に係る当該プログラムの費用の最新の見積りは、2021年度後半のものであり、現在のユーロで502億ユーロである。この費用には、当グループの1,300MW原子炉の第３回10年検査、福島の事故から得た教訓を受けて実施された安全性改善点の重要部分（非常用ディーゼル発電機56台の建設および稼働、現在稼働中の各原子力発電所における補助給水ポンプの新設を含む）、ならびに当グループの900MW原子炉の第４回10年検査の実施が織り込まれている。

EDFの原子力発電所を40年を超える期間にわたり完全に安全に運転するために必要な投資を継続するため、2022年３月31日に、EDFの取締役会は2022年度から2028年度まで継続するグラン・カレナージュ・プログラムの新計画の妥当性を確認した。この新期間に係る費用の見積りは現在のユーロで330億ユーロ、または年間支出47億ユーロである。当該延長プログラムにより、当グループは、発電所が50年を超えて稼働を継続できるよう、1,300MWシリーズ発電所の調査および第４回10年検査を実施し、2020年４月にフランスが採択した複数年エネルギー計画に従った900MW原子炉の50年を超える稼働に向けた予備調査を実施し、未だ相当量の主要部品の保守・改修作業を完了することが可能となる。当該プログラムはまた対象範囲を拡大し、900MWおよび1,300MW原子炉の第４回10年検査についてフランスの原子力安全局(ASN)とともに見直しを行った経験に基づき、900MW原子炉の第４回10年検査に係るASNの一般的見解から生まれた新たな安全要件も対象としている。

1,300MW原子炉の第３回10年検査は最終フェーズに入っている（最後の５件は2023年度および2024年度に予定されている）。900MWシリーズでは、10件の第４回10年検査が問題なく完了し、１件が現在も進行中である（ブレイエ１号機）。1,450MWシリーズでは、最後の第２回10年検査がシヴォー２号機で開始された。

1,300MWシリーズの第４回10年検査の一般フェーズに関するASNとの検証は、2021年度に開始され現在も継続中である。1,450MWシリーズの30年経過目標に向けた手続きに関するASNとの検証および最初の原子炉の検査は、2029年度と見込まれている。

さらに、福島の教訓を受けて大規模な投資も行われている。非常用ディーゼル発電機56台が建設され稼働し、すべての発電所に常設または仮設の補助給水システムが設置されている。また、多くの発電ユニットで主要部品（蒸気発生器および主要ユニット変圧器を含む）の取替が行われた。

応力腐食

2021年度後半において、シヴォー原子力発電所の原子炉１号機の10年検査の一環として計画された予防保守点検中に、安全注入系（SIS）回路の配管の接合部近くに欠陥が発見された。その後、同じN4シリーズであるシヴォー２号機、ショー１号機およびショー２号機の原子炉について予防点検が実施され、同様の欠陥が識別された。パンリー原子力発電所の原子炉１号機の10年検査中に実施された予防保守点検でも、SIS回路に同様の欠陥が発見された。

EDFは、2022年度に実施した専門家による評価および分析を通じて、SIS回路の配管が応力腐食の影響を最も受けやすい原子炉を識別した。それは最新の原子炉16基、すなわちN4原子炉４基およびP'4 1,300MW原子炉12基である。

2022年７月27日付プレスリリースにおいて、ASNは、2022年７月26日に原子炉に影響する応力腐食に係るEDFの検査戦略案について到達した見解を表明した。ASNは、この現象について得られた知識および関連する安全上の問題を前提として、EDFの戦略は適切であると判断した。

応力腐食の影響を最も受けやすいとして識別された原子炉16基のうち、10基について2022年度に処置が行われたか、または現在行われている最中である。これらの原子炉の処置は2023年度末までにすべて行われる予定である。

- N4原子炉については、シヴォー１号機、シヴォー２号機およびショー２号機の作業が完了し、ショー１号機の作業は最終段階に入っている。
- 現在停止中のP'4 1,300MW原子炉については、カットノン１号機でSIS回路の接合部２か所の修理が進行中であり、カットノン３号機でSIS配管４か所の修理が2022年度に開始され継続中である。EDFは、すべてのP'4 1,300MW原子炉のSISおよび閉鎖原子炉冷却回路のすべての配管につき、2023年度末までに予防的取替を進めることを決定した。この戦略は、修理が工業的アプローチの下で実施可能であり、より効率的な日程管理につながることを意味している。

応力腐食の対応計画についてASNとの議論が続けられた。

検査および修理のための停止を考慮して、2022年度にEDFは、原子力発電量予測の修正に関する情報を定期的に発表した（注記２に記載した１月13日、２月７日および５月19日付プレスリリースを参照）。2022年11月３日付プレスリリースに記載された通り、これらすべての情報の結果、最終的にEDFは2022年度の原子力発電量を275-285TWhの範囲に下方修正した。最終的な発電量は279TWhとなり、2021年度から81.7TWhないし23%減少した。

フラマンヴィル３EPRプロジェクト

2021年度の進展

初装荷に必要な燃料集合体は当年度上半期中に継続的に到着し、初期炉心全体が現在フラマンヴィル３原子炉建屋プールに保管されている。

遠隔操作ロボットを使用した主要二次回路溶け込み接合部の修理工程は、予想日より数週間遅れて2021年３月19日にASNの承認を受け、破断防止原則に準拠していなかった８か所の接合部の作業が開始された。2021年度に８か所すべてが修理され、応力除去熱処理の対象とされた。VVP（蒸気排出配管回路）溶け込み接合部の修理に関する応力除去熱処理の適格性認定の実証はASNの妥当性確認を受け、2021年度後半に使用認可が下りた。更に４か所のARE（蒸気発生器給水回路）溶け込み接合部も修理を要し、修理工程の適格性認定が現在ASNにて行われている。この工程はVVP溶け込み接合部の修理に使用された工程を適応させたものである。

品質上の欠陥があった主要二次回路の非溶け込み接合部について（これは、VVP接合部45か所およびARE接合部32か所に関連する）、ASNは2021年４月に、第３バッチの６か所の接合部の修理を承認した。現在までに承認された３バッチのうち、12か所の接合部の品質改善が完了している。ASNは４月に、関連する規制上のチェックを承認し、これは現在も進行中である。

主要二次回路の合計100か所の（溶け込みおよび非溶け込み）接合部がVVPおよびAREの配管の修理に関係していた。これらの接合部の大部分に係る修理の最終段階は、最終検証前の最適化された応力除去熱処理である。これらの接合部の修理は引き続きフラマンヴィル３のクリティカル・パスにおける重要課題の１つである。

2021年３月２日に、EDFはASNに対し、主要一次回路に３つのノズルを取り付ける際に（これらのノズルは当該一次回路に補助回路を接続する）2006年度の設計基準の適用が不完全であったことについて重要事象を申告した。ASNの要請を受けて、当グループのエンジニアリング・チームが３つのシナリオを検証した。2021年６月21日にASNに対し、EDFが選択した解決策は「格納容器カラー」の設置であることを言明するとともに、当該解決策に対するASNの見解が示されて、2021年度末までにすべての設計および調達活動の着手が可能となることを要請するファイルが送付された。2021年10月８日付書簡にて、ASNはこの解決策に原則として異論がない旨を示した。ただし、格納容器カラーの設計ファイルは、フランスの放射線防護・原子力安全研究所（IRSN）(Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire)の審査を受ける予定である。

オルキルオト（フィンランド）のEPRで加圧弁の腐食が観察された後、当グループは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。これに伴い、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料が変更された。最適な材料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。ASNは技術上の選択について定期的に報告を受け、この戦略に異論を唱えなかった。また、ASNとIRSNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証も継続した。EDFはIRSNの直近の問い合わせに対し、弁の設計に係る検証を完了できるよう回答する予定である。

作業の進捗に伴い、完成費用増額および日程遅延のリスクが高まる可能性がある、新たな技術上の問題が浮上した。起動に向けた作業および準備の進捗状況を考慮して、2022年１月12日に、EDFはフラマンヴィル３プロジェクトの日程を調整した。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第２四半期に延期され、見積完成費用は124億ユーロから127億ユーロ（2015年のユーロ、中間利息を除く）に改定された。当該プロジェクトの日程ないし完成費用には余裕が残されていない。

原子炉容器に燃料を装荷し全体的な起動テストを実施する前に、主に以下の複数の作業が残されていた。

- 主要二次回路の接合部の修理の完了
- 原子炉への燃料装荷前の、据付に関する新たな一連の適格性確認テストの実施
- 台山原子炉１号機にて直面した技術上の問題から得た経験の織り込み
- 据付作業の完了および稼働に必要なすべての書類の提出

2022年度の進展

2022年度におけるフラマンヴィル３プロジェクトの主な進展は以下の通りであった。

- 主要二次回路の接合部の修理の継続（下記を参照）
- プール試験の完了
- 開放型原子炉容器の最後の機能試験の完了
- 原子炉容器の排水および洗浄後の容器ヘッドの閉鎖、ならびに制御棒駆動部の試験

2022年１月に発表された通り、２回目の運転サイクルで直面した技術上の問題を受けて実施された台山１号機の燃料集合体の検査の結果、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。同種の摩耗は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉でも既に観察されている。今後のフラマンヴィル３の運転開始に向けて、ASNとの間で解決策が検討された。フラマンヴィルEPRに関するEDFの戦略案（約60体の強化燃料集合体の供給）が、2022年６月７日に原子力安全情報・透明性高等委員会（Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire、HCTISN）に提出された。2023年１月に、IRSNはEDFの戦略案に対して賛同的な見解を公表し、ASNは2023年度第１四半期末までに検証を完了する予定である。

主要二次回路接合部の修理作業は、当上半期中に良好なペースで継続された。122か所の接合部が関係している（溶け込み接合部36か所および非溶け込み接合部86か所）。2022年12月31日現在、56%が修理済み、65%が応力除去熱処理の承認済みであり、32%が応力除去熱処理後に完了し有効であった。最も複雑なケースであった原子炉格納容器の接合部については、作業が全面的に完了し、有効であることが宣言された。

SIS（安全注入系）/CHR（格納容器熱除去系）の濾過サンプについて、EDFは新たな濾過システムを提案し、試用により、IRSNが満足と考える結果が得られた。これらの試用を受けて2022年９月に、EDFは既存の濾過体をより細かな濾過体に取り替えた。EDFはまた、濾過体を詰まらせることが知られている潜在的なデブリの量を減らすことも決定した。潜在的なデブリを減らす作業は実質的に完了し、2023年度第１四半期末には終了する予定である。

オルキルオトEPR（フィンランド）で加圧弁の腐食が観察された後、EDFおよびFramatomeは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。EDFおよびFramatomeは、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料の変更により、この発見に対応することを決定した。最適な材料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。この部品は製造済みであり、2023年度初めに原子炉建屋に据付られる予定である。この困難とは別に、ASNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証を継続している。

2022年12月16日に、EDFはフラマンヴィル３プロジェクトの日程を調整した。核燃料装荷は現在、2024年度第１四半期の予定となっている(1)。見積完成費用は127億ユーロから132億ユーロに引き上げられた(2)。

(1) EDFの2022年12月16日付プレスリリースを参照。
(2) 2015年のユーロで、中間利息を除く。

この日程の更新は、主に原子力発電所の稼働に敏感な機器の近くに位置し直近２年間に改良されたいくつかの接合部につき応力除去熱処理（SRHT）(3)に関する新たな工程を確立するために必要とされた補足調査に起因する。

(3) 応力除去熱処理（SRHT）とは、接合による残留応力を除去し接合部の適切な機械的特性を達成するために、接合後に実施される工程である。

核燃料装荷後、特にすべての原子炉安全システムの検査、機器の試験、ならびに原子力蒸気供給システムの温度および圧力上昇の初めから終わりまでとその後の原子炉の起動中を通じた適格性認定を含む、立ち上げ作業が続く。原子炉は、想定出力の25%で全国の電力網に接続される。

最後の数か月間で、フラマンヴィルEPRの稼働前フェーズにおいて、さらなる成果が見られた。
- 主要二次回路の溶け込み接合部の改良という複雑な作業が完了し、すべての接合部が破断防止概念に準拠していると判断された。同種初となるこの作業は、遠隔操作装置を用いて達成され、フラマンヴィルでの実施に先立ち12か月超の分析および適格性認定を要した。
- 電気機器と燃料装荷作業のシステム性能試験が完了し、要件に準拠していると判断された。

ヒンクリー・ポイントC

2016年７月28日にEDFの取締役会が下した最終投資決定（FID）を受けて、EDFとChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、英国サマセットのヒンクリー・ポイント用地におけるEPR原子炉２基の建設・運営に関する英国政府との契約に署名した（「ヒンクリー・ポイントC」または「HPC」プロジェクト）。HPCに対するEDFの持分は66.5%、CGNの持分は33.5%である。

2016年９月29日付で署名された差額決済契約は、２号機の運転開始から35年の期間にわたり、契約上の行使価格と市場価格との差額に基づく報酬を支払うことで、HPCが生産・販売する電力から得られる収益の安定性を提供することを目的としている。当該発電所の開始日から、生産者が市場で電力を販売する際の参照価格が、契約で定められた行使価格、すなわち消費者物価指数を介して英国のインフレに連動する92.50英ポンド/MWh（2012年の英ポンド）を下回った場合、生産者は追加の支払いを受ける。参照価格が行使価格を上回った場合、生産者はその差額を支払わなければならない。

ヒンクリー・ポイントCの原子炉２基に係る日程および費用の見直しが2022年５月に最終決定され、結論が出された(1)（注記10.8も参照）。

(1) 当該見直しでは、プロジェクトの主要な側面を考慮した。電気機械工事および最終テストの日程および費用は見直していない。

- １号機による発電開始は、2027年６月を目標としている。新たなパンデミックの波がなく、ウクライナ戦争による追加的な影響がないと仮定した場合、当該ユニット２基のさらなる遅延リスクは15か月と査定されている(2)。

(2) 2016年度の建設開始以来、主にCovid-19パンデミックに起因して、当該プロジェクトには合計18か月の遅延が生じている。

- プロジェクト完成費用は現在、250億から260億英ポンドの範囲と見積られている（2015年の英ポンド）(3)。

(3) 運営活動計画分を控除後の費用。2015年の英ポンドにより、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ユーロによる。

2022年度において、当該プロジェクトの様々な部門での物理的な進展と並行して、2022年度第４四半期に、原子力規制局（ONR）がHPC１号機の原子炉容器の完成およびそのFramatomeのサンマルセル用地からの輸送を承認するという重要な経過目標が達成された。原子炉容器の据付には今後、ONRの認可が必要となる。2023年度に見込まれるもう一つの重要な経過目標は、原子炉１号機のドームの据付である。

当該プロジェクトの資金調達について、

- EDF EnergyおよびCGNが署名した契約には、当初予算の超過ないし遅延が生じた場合にEDFが一定の追加費用を補償するメカニズムが含まれている。このメカニズムは2023年１月に発動された。正確な条件は2016年９月の両社間の契約で合意されており、機密事項である。
- 当該プロジェクトの所要資金総額が株主の約定コミットメント（確約資本）を上回ることから、株主は、2023年度下半期と見込まれる期日までに、追加資金（任意資本）の拠出を依頼されることとなる。CGNは、確約資本の最大額を超えて任意資本を提供するかどうかについてまだ発表していない。CGNが任意資本を提供しない場合には、当該プロジェクトの現時点での見積完成費用に基づいてCGNが確約資本の全負担額を拠出済みであることを条件に、EDFグループがCGNに代わって任意資本を提供しなければならない。

サイズウェルC

サイズウェルCは、英国サフォーク州サイズウェルにてEPR原子炉２基を備えた原子力発電所を建設するプロジェクトである。サイズウェルC発電所の総発電容量は3.26GWで、約60年間にわたり６百万世帯に電力供給を行う予定である。当該プロジェクトはHPC再現の戦略に基づいており、HPCプロジェクトの設計および物流チェーンを可能な限り模倣している。

2022年度における当該プロジェクトの主な進展は以下の通りであった。

- 2022年３月に新たな法律である原子力（資金調達）法が施行され、将来の原子力プロジェクトに対し規制資産ベース（RAB）の資金調達モデルが導入された。サイズウェルCの政府支援パッケージの条件を確定するために、当グループと英国政府との間で検討が続けられている。
- 2022年７月に、英国政府はサイズウェルCの開発同意令（DCO）を認め、当該発電所の着工を承認した。このSCOに対し法的不服申立てが進行中であり、2023年３月に法廷審理が予定されている。
- 2022年７月にONRは、サイズウェルCの原子力用地認可申請がほぼすべての規制上の要件を満たしており、解決すべき未了事項はわずかであると結論付けた。原子力用地認可は、最終投資決定（FID）日に正式に認可される。

当該プロジェクトの資金調達について、

- 2022年１月に、英国政府はサイズウェルCプロジェクトの開発に対し、用地の土地または当該プロジェクト会社に対するEDFの投資を購入するオプションの対価としてEDFに支払いを行うことにより、100百万英ポンドの公的資金を間接的に供与した。
- 2022年11月29日に、英国政府はサイズウェルCプロジェクトの開発を支援するため、約700百万英ポンドの直接資金供与を行う旨の決定を発表した。2022年12月31日現在、英国政府は当該プロジェクトの32%を保有し、EDFは残り68%を保有していた。英国政府は、FIDが行われる時点までに当該プロジェクトに対する保有持分がEDFと等しく50%ずつとなるよう、2023年度中にさらに資本を注入する意向である。
- 英国政府によるこの投資の結果、China General Nuclear（CGN）はサイズウェルCプロジェクトから撤退することとなった。CGNは2022年11月28日現在で当該プロジェクトの16%の持分を保有していた。

EDFは、FIDの日において、持分を最大19.99%まで削減することによりそれに対応する制限された権利を有する少数株主となり、当グループの財務諸表上、当該プロジェクトを連結から除外する予定である。EDFが他の投資家とともにFIDに参加し、建設フェーズの資金調達に貢献できるかどうかは、依然として、現時点で保証されていない諸条件の充足にかかっている。

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）	2022年度	2021年度
無形資産の取得	(1,720)	(1,645)
有形固定資産の取得	(16,923)	(16,102)
固定資産未払金の変動	319	141
無形資産および有形固定資産への投資	**(18,324)**	**(17,606)**

2022年度中の無形資産および有形固定資産への投資は、主に、以下に関係している。

- フランス―発電と供給セグメント：5,745百万ユーロ、主に（75%）現在稼働中の原子力発電所への投資（基本的に「グラン・カレナージュ」プログラムに基づいて行われ、応力腐食現象の対応作業に係る376百万ユーロを含む）、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。
- フランス―規制業務セグメント：4,739百万ユーロ、主に顧客および生産者の接続に関連する投資であるが、電力網の更新、サービス品質および電力網の近代化に向けた投資も行っている。
- 英国セグメント：4,541百万ユーロ、主にヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関連する投資であり、当該プロジェクトではドームの機械、電気および加熱（MEH）工事と１号機の原子炉容器の建設が完了し、土木工事が50%完成している。
- EDF Renewablesセグメント：1,806百万ユーロ、主に北米で建設中の風力および太陽光発電容量がわずかに減少した。

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・フローの割引永続価値により最終価値を算定する。
  - 評価日現在で未決定であった開発プロジェクトを除外し、
  - 資産またはCGUのリスク・プロファイルを反映した割引率で割り引く。
- 使用される割引率は、関係する各資産または資産グループに係る加重平均資本コスト（WACC）に基づいており、これは、地域毎および事業セグメント毎にCAPMによって決定される。WACCは税引後で計算される。
- 将来キャッシュ・フローは、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・フローは予算に、その後は中期計画（MTP）に対応する。この対象期間にわたり、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、当グループが工業用資産を管理する各国についての長期の仮定を基礎として、年次で更新される財務上の軌跡およびシナリオ策定手続を用いて見積られる。長期の電力価格は、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素の価格、電力需要、相互接続、エネルギー構成の変動（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）等の要因に関する一連の仮定ならびに需給バランスの基本モデルに基づいて分析的に構成される。当グループは、仮定の主要な要素それぞれについて、外部機関による分析と比較する（例えば、電力価格に影響を与える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、IEA、IHS、Wood MackenzieまたはAurora等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析者自体が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）。さらに、これらの長期価格の構築にあたっては、気候上の偶発事象による影響が、需要（特に暖房や夏場の快適性のためのエネルギー需要）、全欧州諸国の再生可能エネルギー発電（陸上・洋上風力発電、太陽光発電）、水力の貢献、およびフランスの原子力発電の環境目的の削減に関する仮定に織り込まれている。気候の時系列分析は欧州のEUROCORDEXモデルに基づいており、気候変動の影響を含む。気候変動が、関連する物理量（気温、雲量、風速）および最終的に2027年から2050年までの欧州電力システムに及ぼす実際の影響を過小評価するバイアスがかからないよう、意図的に保守的なアプローチが採用されている。使用するシナリオはまた、欧州連合レベルではFit For 55やRepowerEU、フランスでは国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas Carbone）等の公的エネルギー・気候政策の目的も考慮に入れている。
- 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、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
- 中期計画期間以降について使用した成長率および該当する場合には考慮に入れた最終価値

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*	2022年度	2021年度
のれんの減損	*10.1*	(1,178)	-
その他の無形資産の減損	*10.2*	(65)	59
有形資産の減損	*10.3-10.5*	(519)	(712)
戻入控除後の減損		**(1,762)**	**(653)**

2021年度に認識された減損は(653)百万ユーロであり、以下に関係していた。

- 英国のダンジェネス閉鎖に起因する原子力資産（(445)百万ユーロ）および土地の減損（(260)百万ユーロ）
- EDF Renewablesの様々なCGU、主にフランス（(54)百万ユーロ）
- イタリアのEdisonが所有する水力発電資産（+60百万ユーロ）および風力発電資産（+90百万ユーロ）に関する減損の戻入れ
- その他の資産（合計(44)百万ユーロ）

2022年度に認識された減損は(1,762)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2022年12月31日現在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。

のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損

2022年12月31日現在、当グループののれんについて、新たな減損(1,178)百万ユーロが計上された。

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	2022年度の減損（単位：百万ユーロ）
英国（EDF Energy）(1)	のれん	6,541	6.7%	-	(1,176)
イタリア（Edison）	のれん（エネルギー・サービス）	148	7.1%	1.5%	(2)
	Edisonブランド	945			
Framatome	のれん	1,448	7%	1.5%	-
	Framatomeブランド	151		1.5%	-
Dalkia	のれん	643	5.2%	1.9%	-
	Dalkiaブランド	130		1.9%	-
その他の減損		-	-	-	-
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					**(1,178)**

(1) EDF Energyのれんの減損テストは、現在稼働中または建設中の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。のれんに関して決定されたWACCは、EDF Energyの各CGUに適用されるWACCを考慮しており、35年規制モデルの恩恵を受けるHPC CGUに適用されるWACCを含む。

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関連資産	減損の兆候	税引後WACC	2022年度の減損（単位：百万ユーロ）

英国（EDF Energy）	現在稼働中の原子力資産	価格上昇シナリオ	6.7%-6.9%	400
	その他の資産	土地評価額の下落見通し		(120)
	建設中の原子力資産	プロジェクトの日程・費用調整、割引率の大幅な上昇		(551)
イタリア（Edison）	様々なエネルギー・サービス資産	資本的支出の増加ないし一部の契約に関する販路の減少	7.1%	(66)
EDF Renewables	風力発電資産	米国テキサス州：送電網の輻輳	6.2%	(101)
	様々なCGU	メキシコ：PPAの解約		(28)
その他国外－中国	バイオマス資産	生産および運営補助金獲得の困難	7.4%	(57)
その他の減損				(61)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				**(584)**

全般的前提

2022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、のれんおよび無形資産の年次テストを更新した。

金利の上昇・変動環境下におけるWACCの決定に対し、特段の注意が払われた（「割引率」の項を参照）。また、減損および感応度テストの実施に際しては、当グループが事業を営む国で当局により発表ないし導入された価格および措置に関するシナリオの影響にも細心の注意が払われた。

電力価格

市場の対象期間（通常３年）にわたり、減損テストで使用された先渡価格は12月31日現在の市場価格であり、ヘッジ対象ポジションを含み、すべての地域において2021年12月31日現在で観察された先渡価格より大幅に（６月末現在の価格よりも更に大幅に）上昇した。

長期の対象期間にわたり、これらのテストは、特定の内部ガバナンスに従い年次で更新されるシナリオ構築手続における、仮定群と需給バランスの基本モデルに基づいて分析的に構築された価格曲線を使用している。

当グループが事業を営む様々な国の電力価格につき設定された長期シナリオは、世界レベルではパリ協定、欧州連合レベルではFit For 55やRepowerEU、フランスでは国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas Carbone）等の公的エネルギー・気候政策の目的を考慮に入れている。使用されたシナリオは、主に二酸化炭素価格の上昇を含んでおり、これは欧州における脱炭素発電、また各用途の電化を通じたより全般的な低炭素経済を後押しするものである。

2022年度のシナリオにおける長期価格曲線は、現在のエネルギー危機の影響に起因して対象期間の初期には上昇傾向にあるが、より長期的にはこれらの影響は解消され、電力価格は2021年度のシナリオの価格に近づく。

2021年度のシナリオと比較すると、対象期間の開始時には価格水準が大幅に上昇し、主要４か国（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）のベースロード電力価格の平均上昇幅は約+10から+25ユーロ/MWhとなる。2030年以後の長期の対象期間では、電力価格は2021年度のシナリオと比較して安定を維持する。

このパターンにはいくつかの説明的な要因がある。

- ロシアのウクライナ侵攻は、ガス供給量に大きな影響を与え、ガス市場に大きな圧力をかけ、対象期間の初期においてガス価格の上方修正を招いた。より長期的には、欧州はロシア産ガスへの依存度を大幅に下げ（LNGで補う）、長期的なガス価格の軌道は2021年度と比較して同程度になるものと予想される。
- 脱炭素化および温室効果ガス排出削減に向けた欧州の取組みを反映するため、二酸化炭素の割当価格は上昇軌道を取り、2027年から2035年の間は、2021年度を上回る。対象期間の開始時においては、ガス価格の影響が大幅に高まることから、二酸化炭素価格が電力価格水準に与える影響の重要性は二次的である。
- 対象期間末においては、二酸化炭素価格の上昇と低炭素発電設備（原子力発電および再生可能エネルギー）の加速度的な発展とが相俟って、その結果、2021年度のシナリオの予測と比較して、電力価格は比較的安定的となる。

電力需要は、すべての期間にわたり欧州レベルで増加している。特に輸送や工業における各用途の電化は、電解水素へのニーズの高まりにより強化される。これらの発展は、RePowerEU計画に加えて、欧州のエネルギー的自立を加速させ、電力需要の増加につながる。

これらの仮定は当グループ資産の回収可能価額算定の構成要素であるため、減損テストの一環として、長期価格曲線に対する感応度分析が実施される。

更に、欧州諸国全般の発電容量メカニズムに関する仮定については、必要な追加報酬が2021年度のシナリオを下回ると予想されている。2022年度のシナリオ対象期間の初期段階では、現在のエネルギー危機により、エナジーオンリーマーケットにおける電力価格の上方修正に起因して、ピークロード発電資産の公開市場での収益率が上昇し、これらの資産に対する追加報酬の必要性が自動的に減少する。長期的には、発電容量メカニズム収益もまた2021年度のシナリオを全般的に下回る。フランスの場合、この動向は、フランス大統領のベルフォールでの演説で示された戦略的方向性（新規EPRの建設、既存発電所の稼働期間の延長、および再生可能エネルギーの加速度的な拡大の一方で最終消費者のエネルギー需要を削減）に沿って発電容量が増加し、中長期的にフランスに大きな余裕を与えることにより説明される。

割引率

減損テストで使用される割引率は、当グループが事業を営むすべての国において、2021年12月31日現在より大幅に上昇し、主要４か国（フランス、英国、イタリア、ベルギー）においては100-130ベーシス・ポイント上昇した。この上昇は、リスクフリー・レートの上昇に起因するものであった。

減損テスト結果については、割引率に対する感応度分析も行われる。

WACCの上昇は、2022年12月31日現在で、EDF Energyののれんの減損（1,176百万ユーロ）を認識する主因となった。

英国－EDF Energy（のれんならびに有形および無形資産：33,217百万ユーロ－注記4.1.1を参照）

火力発電資産

近年、当グループは英国における火力発電資産について重要な額の減損を計上してきており、残存資産の正味帳簿価額は実質的にゼロまで削減された。

2022年12月31日現在、当グループの英国に残存する石炭火力事業ないしガス火力発電事業は実質的にゼロとなっている。

販売および供給セグメント

2022年度に、販売および供給セグメントは、国内顧客向け標準変動料金（SVT）の上限が４月に54%、10月に80%と相次いで引き上げられたものの、調達コストの増加総額を消費者に転嫁できなかったことから、英国エネルギー市場の危機による影響を受けた。最終的に、エネルギー価格危機を受けてビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）は、単位料金上昇の全面的な影響から消費者を守るため、閾値（現在は年間2,500英ポンドに設定されているが、2023年４月１日から2024年４月１日までの期間は3,000英ポンドに上昇予定）を超えるコストを政府が負担するエネルギー価格保証を開始した。BtoB消費者向けには、同様の仕組みである光熱費救済制度が存在するが、これは当該市場に関連するより複雑な料金を対象としており、2023年３月31日に終了する予定である。英国の国内消費者はまた、消費者の光熱費支援のために400英ポンドの割引を提供する光熱費支援制度を含め、政府から他の財政支援の恩恵も受ける。このように、主に国家予算を財源として導入された支援措置が、販売および供給セグメントの収益性に与えた影響は限定的であった。市場シェアは安定しており、2022年度において解約率は低下した。

販売および供給セグメントの回収可能価額は、契約価格の設定に使用されるSVTが更新されたため、エネルギー危機によるキャッチアップ効果により特にBtoC事業に係るEBITDAがMTP対象期間を通じて改善したことに起因して、2021年度を上回った。この影響はWACC上昇により緩和されている。長期的には、卸売エネルギー・コストが一般的に長期にわたり消費者に転嫁されるため、BtoBおよびBtoC事業については利益マージンの見通しが確認されており、このセグメントは引き続き価格シナリオに対し比較的感応度が低い。

長期マージン率の大幅な低下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た。これらの分析により、このCGUは、特に固定資産をほとんど持たないため（主に情報システム）、これらのパラメータに対して感応度が高いことが示された。

原子力資産（現在稼働中の発電所）

EDF Energyの現在稼働中の原子力資産の回収可能価額は、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。当年度において、それぞれ2020年８月27日および2020年11月19日に当グループが行った発表に基づき、ハンタートンが2022年１月７日に、ヒンクリー・ポイントBが2022年７月６日（R4）および2022年８月１日（R3）に発電を終了した。2022年12月31日現在、原子力資産のCGUは、2055年度までの稼働継続を想定しているサイズウェルB PWR発電所、2021年12月の決定を受け稼働終了の予定時期を2028年３月に繰り上げたトーネスおよびヘイシャム２号機のAGR発電所、ならびに2024年３月に稼働終了予定のハートルプールおよびヘイシャム１号機の２つのAGR発電所を含む。

先渡市場価格は中期の対象期間を超えてなお大幅に上昇する見通しであるが、英国政府が導入した低炭素発電事業者に対する新たな発電事業者課税（2023年１月から2028年３月までの間、75英ポンド/MWhを超える収益に対し45%）、およびWACC上昇により部分的に緩和されている。テストの結果、余裕の持続的な増加が確認され、2021年度を上回った。このため、発電上の困難と市場価格の大幅な下落を受けて過去2020年６月に計上した減損から400百万ユーロが戻入された。また、個別資産（原子力発電所に隣接する非事業用地）について、新たに120百万ユーロの減損が認識された。

現在稼働中の原子力資産の回収可能価額は価格の仮定に敏感に影響を受け、他のすべての事項を一定として、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+/-５%の差異は、+/-500百万英ポンドの影響をテスト結果に与える。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、他のすべての事項を一定として、対象期間全体にわたる予測の+/-５%の修正は、回収可能価額を+/-700百万英ポンド変動させる。さらに割引率の50ベーシス・ポイントの増加により回収可能価額は約200百万英ポンド減少する。個別に見た場合、他のすべての事項を一定として、これらの感応度はいずれも、減損のリスクを生じさせる可能性はない。

のれんおよびHPCプロジェクト

EDF Energyののれん総額は2022年12月31日現在77億ユーロ（Podpointを含め68億英ポンド）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、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EPR２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EPR２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、超長期のインフレ仮定およびCfD行使価格92.50英ポンド/MWh（2012年の英ポンド）に基づく価格仮定を含んでおり、これはこの対象期間にわたる市場価格水準の最善の見積りである。

HPC向けに算定されたWACCは、35年間はCfDによって規制され、その後25年間は市場価格にさらされるというキャッシュ・フローの特異性を反映した混合レートである。当該プロジェクトに適用されるレートは、2022年12月31日現在6.7%であり、2021年度に使用した5.7%を100ベーシス・ポイント上回っている。EDF Energyののれんのテストに使用されたWACCは、同社の各CGU（HPC、原子力資産（現在稼働中の発電所）、販売および供給）に適用されるWACCを考慮に入れている。各CGUからのキャッシュ・フローそれぞれの重要性を考慮すると、EDF Energy全体のWACCは同様に、2021年12月31日現在の5.7%に対し、2022年12月31日現在は6.7%である。

2022年５月19日に当グループは、ヒンクリー・ポイントCの原子炉２基の建設に関する日程および費用の見直しを発表した。この見直しは当該プロジェクトの仮定を更新するために実施され、特にCovid-19による制約および英国のEU離脱がサプライチェーンに与えた影響ならびに、資源に関し事業者および職員の両方が直面する課題に起因している（当グループの2022年５月19日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。

１号機による発電開始は、従前の2026年６月に代えて現在は2027年６月と見込まれている（２号機は2027年６月に代えて2028年６月）。当該プロジェクトの完成費用は、従前の見積り220-230億英ポンド（2015年の英ポンド）に対し、現在は250-260億英ポンド（2015年の英ポンド）の範囲で見積もられている。

この発表ではまた、当該プロジェクトのモデルに織り込まれた、運転開始日のさらなる15か月の遅延の結果、見積回収可能価額が25億英ポンド減少するリスクについても報告された。

2022年６月30日現在の財務諸表において、同日現在のWACC６％（2021年12月31日現在は5.7％）に基づき、当グループは、このリスクを考慮後、他のすべての事項を一定として、割引率が15ベーシス・ポイント上昇した場合に当該のれんの減損テストの閾値に達し、割引率が50ベーシス・ポイント上昇した場合にHPC CGUの減損テストの閾値に達する旨を記載した。

2022年12月31日現在のHPCプロジェクトの減損テストにおいて、2022年５月に発表された情報およびWACCの100ベーシス・ポイントの上昇を織り込んだ更新後のプロジェクトモデルに基づき、2022年12月31日現在で(551)百万ユーロの価値の喪失が識別された。この減損は戻入可能である。

EDF Energyの他のCGU（原子力資産の現在稼働中の発電所、販売および供給）において2022年12月末に観察された余裕の拡大にもかかわらず、割引率上昇の深刻な影響を受けたHPCプロジェクトの修正後の価値を考慮した結果、2022年12月31日現在でEDF Energyののれんの一部の減損(1,176)百万ユーロが認識された。

HPCプロジェクトおよびEDF Energyののれんの帳簿価額はいずれも現在、仮定の不利な変動によって敏感に影響を受ける。

新型原子力に分類されるその他の資産

サイズウェルCプロジェクト（注記10.6）に係る資産計上コストは808百万ユーロであり、価値上昇の見通しを考慮せずに、正味帳簿価額でEDF Energyののれんの減損テストに含まれている。

CGNが80％を所有するプロジェクト会社であるBradwellの持分法により会計処理されている土地および有価証券（総額約330百万ユーロ）は、プロジェクトの存続が確実でなくなったため、その全額に対する引当金が一部は2021年度に、残りは2022年度に計上された。

イタリアーEdison(のれんならびに有形および無形資産：6,024百万ユーロー注記4.1.1を参照)

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ベーシス・ポイントのリスク・プレミアムを用いて、年次で更新されている。2020年度に実施された直近の外部評価の提言（GDP予測に基づく長期成長率の２％から1.5％への引下げおよび事業顧客調査に基づく事業顧客セグメントのロイヤルティ率の引上げ）が織り込まれた2021年12月31日現在の調整後モデルに基づき、2022年12月31日現在でテストが更新された。その結果は、WACCの100ベーシス・ポイント超上昇の影響により緩和された、中長期の価格上昇シナリオを反映し、当該ブランドの回収可能価額の増加を示すものである。WACCの追加50ベーシス・ポイント上昇およびロイヤリティの-0.2％減少を含む感応度分析の結果、減損のリスクは示唆されていない。

2022年12月31日現在、Edisonの発電CGU（火力発電資産、水力発電、風力発電、太陽光発電、ガス）の回収可能価額は、より有利な中長期価格シナリオに起因して全般的に増加しており、この影響は2022年度後半にイタリア政府が発電会社に対して導入した超過利潤税およびWACCの約100ベーシス・ポイント上昇により緩和された。水力発電CGUの回収可能価額は、将来キャッシュ・フローに委譲の更新に備えた投資の増加が含まれることから、わずかに減少している。従って、これらのCGUについて減損のリスクは識別されなかった。

以下の感応度テストが実施され、減損のリスクは示唆されなかった。

- 水力発電、風力発電および太陽光発電のCGUについて：WACCの50ベーシス・ポイント上昇の後、対象期間全体にわたる価格の５％下落
- 火力発電資産のCGUについては、過去に約600百万ユーロの減損累計額が計上されており、2022年12月31日現在の減損テストでは大幅なプラスの余裕が示されている。ただし、この結果は基本的に、発電容量収益の恩恵を受けることが見込まれており、2023年度に運転開始が予定されているマルゲーラおよびプレゼンツァーノにおける２つの新世代CCGT発電所（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）に関連することから、2022年度には減損の戻入は行われなかった。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ベーシス・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。

これとは逆に、一部の個別エネルギー・サービス資産（契約、顧客関係、のれん）について、68百万ユーロの減損が認識された。

Framatome（のれんならびに有形および無形資産：4,342百万ユーロー注記4.1.1を参照）

Framatomeの回収可能価額は、10年事業計画および最終価値に基づいて決定されている。この事業計画は、原子炉シナリオに組み込まれた主要な建設プロジェクトの完成に関する仮定、ならびに設置済み底部および顧客の原子炉への燃料引渡しのサービスに関する市場シェアの仮定に対して敏感に反応する。参照シナリオには、フランスにおけるEPR 2プログラムの拡大および英国におけるサイズウェルCプロジェクトの実現、ならびにインドないしその他の地域におけるEPRプロジェクトの機会も含まれている。将来キャッシュ・フローの割引に使用されるWACCは、Framatomeのさまざまな事業およびそのリスク・プロファイルに応じて加重されている。のれんの減損テストにより示唆された余裕は、主にWACCの100ベーシス・ポイント超の上昇（5.9%から7%）に起因し、インフレと整合した長期成長率の上昇（1.5%への）により部分的に緩和されたことで、2021年12月31日現在より減少したものの、引き続き極めて大きい（1,448百万ユーロ）。

感応度分析は、WACCの50ベーシス・ポイントの上昇または同時に永続成長率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（のれんならびに有形および無形資産：11,782百万ユーロ－注記4.1.1を参照）

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電力購入契約（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。

2021年度において、EDF RenewablesのさまざまなCGUに関して(54)百万ユーロの減損が計上された。

2022年６月30日現在で実施した減損テストの結果、テキサス州の風力発電所について、近年の再生可能エネルギーの拡大に伴う送電網の輻輳が売上高予測に重要かつ永続的な影響を与えたことから、減損が計上された（完全連結された発電所１件に係る(60)百万ユーロおよび持分法により会計処理された発電所３件に係る(134)百万ユーロ）。この減損は2022年12月31日現在で更新されて（特に換算調整のため）(62)百万ユーロとなっており、持分法により会計処理された投資については(139)百万ユーロとなっている（注記12.3を参照）。

さらに、連邦電力委員会がPPAの解約を決定した後、メキシコで建設中の風力発電所について過去に(37)百万ユーロの減損が計上された（2022年12月31日現在(39)百万ユーロ）。

その他の減損合計(28)百万ユーロが、フランスおよび米国の個別資産について、特に資産価額を下回る価格にて売却される可能性のある米国の風力発電所に関して認識された。

Dalkia（のれんならびに有形および無形資産：2,990百万ユーロ－注記4.1.1を参照）

Dalkiaののれんは2022年12月31日現在で643百万ユーロであり、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。2022年12月31日現在のテスト更新において回収可能価額の減少が明らかとなったが、その主な原因はWACCの100ベーシス・ポイントの上昇（4.2%から5.2%）が、インフレと整合した長期成長率の（1.9%への）上昇により部分的に緩和されたことであった。これら２つの主要パラメータについて、WACCを50ベーシス・ポイント引上げ、成長率を30ベーシス・ポイント引下げる感応度分析を行った結果、減損のリスクは識別されなかった。

Dalkiaブランドは、当グループが2014年度にDalkiaの支配を獲得した際に130百万ユーロの評価額で資産として認識したものであり、ロイヤルティ免除法により見積られている。2022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。

最後に、英国のサービス子会社であるImtechのテストにおいて、減損のリスクは示唆されなかった。

フランス－発電および供給（のれんならびに有形および無形資産：61,442百万ユーロ－注記4.1.1を参照）

資産価値の観点から、このセグメントは、ほぼすべてがフランス本土の発電設備から構成されている。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。これは正味帳簿価額15,472百万ユーロのフラマンヴィル３発電所を含む（注記10.6を参照）。これはのれんを含まない。

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より、当該資産の耐用年数にわたり2022年12月31日現在6.3%（2021年12月31日現在の5.1%から120ベーシス・ポイント上昇）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ている。原子力資産については、50年を大きく超えて発電所を稼動させることが当グループの戦略であるが、当グループのベンチマーク・モデルでは、2022年12月31日現在で適用される減価償却期間に基づいて、900MWおよび1,300MWシリーズ発電所については50年、N4シリーズ発電所については40年の稼働期間を仮定している。減損テストはまた、フラマンヴィル３（計画稼働期間60年）につき、日程および費用を調整後の直近の予測を織り込んでいる（注記10.6を参照）。

2023年度から2025年度までの期間について、価格および規制に関する主要な仮定は、先渡価格（この対象期間にわたり2021年度末現在より大幅に上昇）および契約済みヘッジ、ARENH量100TWhおよび価格42ユーロ/MWh、現行の財政法に準拠したフランス国家予算を財源とする最終消費者向け上限料金（従ってEDFのキャッシュ・フローは損なわれない）、ならびに2022年度のマイナスの収益を考慮したインフラマージナル上限価格の最善の見積値（注記5.4を参照）を考慮している。これらの仮定は、取締役会により承認された2023年度予算と整合している。

ARENH制度が終了する2026年度以後については、現在のところ既存の原子力発電所に関する規制がないため、参照する減損テストの枠組みは、料金および価格の構築に当たり、全面的に市場のエクスポージャーにさらされるとの仮定を適用している（「電力価格」の項を参照）。

中長期の価格分析の結果、2023年度に係る300-330TWhの範囲を起点とした原子力発電量の緩やかな回復を背景に、減損テストで示唆された余裕は、WACCの上昇により緩和されたものの、（例外的な追加ARENH割当に伴う措置の影響および2022年度の原子力発電量低下の影響前でさえも）2021年度より大幅に拡大した。当該テストは、回収可能価額が正味帳簿価額を大きく上回っていることを示している。

テストの主要な仮定は引き続き、以下に関係する。
- 原子力資産の耐用年数
- 長期の市場価格シナリオ（ARENH制度終了後）および、これより程度は少ないが中期の対象期間にわたる先渡価格の変動
- 原子力発電量
- 割引率
- これより程度は少ないが、コストおよび投資の変更、ならびに発電容量の想定収益。

これらの主要な仮定について、個別および複合の感応度分析が行われ（WACCの50ベーシス・ポイント上昇、期間全体にわたる原子力発電量の年間10TWhの減少、期間全体にわたる投資ないし営業費用の５%増加、発電容量価格の下落、2026年度以後の市場価格が参照シナリオの価格を持続的期間にわたり10%下回る）、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。また、追加の感応度テストが、2024年から2025年の対象期間について、より不利な収益シナリオを用いて実施され、特に、潜在的に不利な規制措置を考慮すると、他のすべての事項を一定として、当該テストの余裕は大幅に減少する可能性がある。

その他国外－ベルギー（その他国外セグメント全体ののれんならびに有形および無形資産：2,325百万ユーロ－注記4.1.1を参照）

Luminusに関する減損テストの更新では、より有利な中長期価格シナリオの複合効果により、回収可能価額と帳簿価額との間の差額が2021年度と比較して全体的に安定していることが示された。ただし、導入されたインフラマージナル上限価格（注記5.4を参照）、WACCの130ベーシス・ポイント上昇（5.1%から6.4%）、および発電容量収益の恩恵を受ける2025年度に運転開始予定のスラン用地にて建設中の新CCGT発電所を含めることによる対照的な影響によって、その効果の大部分は相殺される予定である。

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。2023年１月に発表されたベルギー政府とENGIEとの基本合意に従ったドエル４号機およびティアンジュ３号機に関する10年間延長の可能性は、当該延長の条件および将来キャッシュ・フローの観点からの結果がまだ判明していないことから、このテストでは考慮されなかった。

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たが、関連する減損のリスクは識別されなかった。

2022年12月31日現在で、主にEDF Renewablesの所有資産に関し、関連会社に係る正味減損(141)百万ユーロが計上された（注記12.3を参照）。2021年12月31日現在においても、関連会社に係る減損(219)百万ユーロが計上された。

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、当グループ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、貸借対照表の負債の「フランスの公共配電特別委譲負債」に含められる。

配電資産（パイプ、変電所、接続）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

電サービスを構築している。Enedisは、当該委譲の下で2022年12月31日現在386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。

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の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年以後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（1992年モデルに相当）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の終了時においてEnedisの財務的コミットメントに関連する投資が未だ実施されていないと観察された場合には、その委譲当局は、Enedisに対し、実施予定投資の７%に相当する合計額の預け金の差入れを義務付けることができる。この預け金は２年後において、その時点までに実施された投資に応じて、返金または留保される。

2017年度後半にFNCCRおよびフランス都市と定めた委譲契約モデルに従い、2022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。契約の大量更新のフェーズは終了間近である。

2022年12月31日までに新モデル（2017年12月発効）の下で、あらゆる種類の委譲当局（県連合、個別の２県（départements）、市町村連合、主要都市、都市の自治区、複合体および町）との地域プロジェクトについて302件の委譲契約が締結済みであった。従って主要な委譲付与機関との契約の93%が、新モデルの下で更新されている。

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33件に加えて、この302件の委譲により、更新時期を迎えた364件のうち最新化された委譲契約の合計件数は335件となった。旧モデルに基づく契約の可及的速やかな更新を目的として交渉が続けられている。

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）	2021年12月31日現在	増加(1)	減少	その他変動(2)	2022年12月31日現在
土地・建物	3,407	139	(30)	1	3,517
電力網	104,700	4,292	(445)	(3)	108,544
その他施設等	5,072	371	(425)	5	5,023
建設中の資産(3)	1,886	327	(2)	(7)	2,204
総額	**115,065**	**5,129**	**(902)**	**(4)**	**119,288**
土地・建物	(1,661)	(83)	26	(12)	(1,730)
電力網	(48,119)	(233)	327	(2,465)	(50,490)
その他施設等	(3,153)	(229)	417	(137)	(3,102)
減価償却および減損累計額	**(52,933)**	**(545)**	**770**	**(2,614)**	**(55,322)**
純額	**62,132**	**4,584**	**(132)**	**(2,618)**	**63,966**

(1) 増加は、委譲当局によって提供された資産も含む。
(2) その他変動は、主に委譲運営資産の減価償却に関連しており、特別委譲負債勘定に計上された償却額の相手勘定として計上されている。
(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）。
  - 運営者の供与資金の未償却分を控除。
- 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。現行のほぼすべての委譲契約で使用されている2017年委譲モデルを適用して、現在は委譲資産に対する更新引当金は設定されていない。旧委譲契約終了時の引当金残高は新委譲に移行されており、当該更新引当金は引き続き意図した目的に使用される。

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グループがいつか強制的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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
資産の現物評価額(1)	55,788	54,391
事業者による供与資金の未償却分	(31,681)	(30,307)
既存資産に対する権利―純額	**24,107**	**24,084**
委譲者による供与資金の償却	16,331	15,630
取替引当金	9,021	9,139
取替予定資産に対する権利	**25,352**	**24,769**
フランスの公共配電特別委譲負債	**49,459**	**48,853**

(1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金127百万ユーロ（2021年度129百万ユーロ）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。

		2022年12月31日現在			2021年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	*注記*	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	1,766	250	1,478	307
Taishan(TNPJVC)(1)	*12.2*	30.00	n.c.	n.c.	1,210	(39)
EDF SA保有のその他の投資	*12.3*	n.a.	1,944	79	2,282	102
EDF Renewables保有のその他の投資	*12.3*	n.a.	2,519	(52)	1,453	(117)
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.	1,661	260
小計		-	**9,421**	**759**	**8,084**	**513**
CENG（2021年８月６日売却）	*3.1*	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	131
小計			-	-	-	**131**
合計			**9,421**	**759**	**8,084**	**644**

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、2022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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
非流動資産	20,484	19,866
流動資産	6,241	3,577
資産合計	**26,725**	**23,443**
自己資本	3,525	2,950
非流動負債	15,017	15,163
流動負債	8,183	5,330
自己資本および負債合計	**26,725**	**23,443**
売上高	4,928	5,254
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,841	2,094
純利益	***498***	***612***
純負債額	10,831	12,602
自己資本直入損益	433	(161)
支払配当金	356	259

CTEの関連会社、RTE（Réseau de Transport d'Électricité）は、フランスの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）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
非流動資産	12,265	11,303
流動資産	900	897
資産合計	**13,165**	**12,200**
自己資本	4,036	3,744
非流動負債	6,680	6,022
流動負債	2,449	2,434
自己資本および負債合計	**13,165**	**12,200**
売上高	919	1,027
純損益	***(131)***	***(41)***
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%、Guangdong Energy Group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。燃料再装荷のための最初の運転停止は、台山１号機については2020年度、台山２号機については2021年度に行われた。

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ており、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。2022年度から適用される連動メカ

ニズムは、この決定では設定されず、現在も引き続き発表されていない。NDRCは、現行料金を第３世代発電所（Taishanを含む）に拡大することを発表した。

２回目の運転サイクル中である2021年６月14日に、台山発電所の原子炉１号機の一次回路で貴ガスの蓄積が検出された。中国生態環境部は、これは非密封の燃料棒数本に起因すると言明した。状況の初期分析を受けて、2021年７月30日に台山発電所の運営者は、より詳細に状況を査定し、進行を防いで是正措置を講じるために、１号機を閉鎖することを決定した。燃料除去作業は2021年８月22日に完了した。２回目の運転サイクルで直面した技術上の問題を受けて実施された台山１号機の燃料集合体の検査で、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。この現象は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉で既に発生している。2022年度上半期中にEDFとFramatomeは、台山１号機を安全に再稼働させるための書類作成に貢献し、中国当局による審査についてTNPJVCを支援した。台山１号機は、2022年７月末の中国所轄当局による最終検査を経て、2022年８月15日に中国の電力網に再接続された。

２号機は2022年度上半期を通して発電を継続した後、2022年度半ばに保守および燃料再装荷のため停止されたが、2022年度末前に問題なく電力網に再接続された。

TNPJVCの株主間協定に基づき、EDFは2021年１月にシンガポール国際商業会議所で、パートナーであるCGNに対して「解釈」の仲裁手続を開始した。見解の相違は、発電所に関する会計方針、特にその減価償却期間に関係している。EDFは発電所の操業可能期間に合わせた60年を推奨しているが、CGNは事業体TNPJVCと同時期に終了する41年にすべきと考えている。この会計方針は、EDFグループがこのパートナーシップを通じて受け取る報酬に影響を与える可能性がある。EDFは2021年11月に最初の仲裁要請を提出し、CGNは2022年３月に回答した。ヒアリングは2023年10月10日から14日に予定されている。

当該持分法適用投資の回収可能価額を脅かしかねない料金水準の変動に関する持続的な不確実性を考慮して、引当金が計上されている（この引当金は注記17.2の「子会社および投資関連リスク引当金」に含まれている）。

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、主に北米、およびそれに次ぐ程度で欧州、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。

- 特に液化天然ガス（LNG）のトレーディングおよび最適化活動を専門とする会社であるJERA Global Markets（JERA GM）、EDF Tradingが33%を所有。
- 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。
- 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。
- 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見込まれる。

2022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(141)百万ユーロの減損が、主にEDF Renewablesの関連会社に関連して（正味(121)百万ユーロ）計上された。この減損のうち139百万ユーロ（注記10.8を参照）は、電力網の輻輳問題に起因するテキサス州の風力発電資産に関連している。また、専用資産に含まれるEDF SA（EDF Invest）保有の非上場資産についても、一部減損を計上した。

2021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(219)百万ユーロの減損が、主にEDF Renewablesの関連会社に関連して(149)百万ユーロ計上された。この減損は主に、2021年２月にテキサス州で発生した大規模な天候事象を受けた米国の風力発電資産、2021年度のフランス財政法により一定施設向けに導入された購入義務料金の改定によるフランスの太陽光発電所（注記10.8.2を参照）、ならびに基礎工事の建設上の課題を受けたスコットランド海岸沖に建設中の洋上風力発電所に関連している。また、専用資産に含まれるEDF SA（EDF Invest）所有の非上場資産についても、一部減損を計上した。

持分法適用投資における2022年度の主な進展

洋上風力発電開発のためのニューヨーク湾海域の落札

2022年２月25日に、EDF RenewablesとShell New Energies US LLC（Shell）は、Atlantic Shores Offshore Wind LLC（Atlantic Shores）コンソーシアムの対等なパートナーとして、ロングアイランドとニュージャージー沿岸の間にあるニューヨーク湾の32,112ヘクタールの沖合区域の開発権を落札した。同コンソーシアムは、開発フェーズの完了後33年間にわたり、推定発電容量1.5ギガワット(GW)の洋上風力プロジェクトを建設・運営することが可能となる。

EDFとそのパートナーは、2022年２月23日から25日にかけて海洋エネルギー管理局（BOEM）が開催した公募入札で、洋上風力プロジェクトを誘致するために提案されたリース地域６件のうち１件を落札した。

サンナゼール洋上風力発電所：フランス初の洋上風力タービンの設置

2022年４月13日に、サンナゼール洋上風力発電所の共同所有者であるEDF Renewables、EIH SARL（Enbridge Inc.およびCPP Investmentsが所有）と風力タービン供給業者であるGE Renewable Energyは、ロワール・アトランティック県のゲランド半島沖12kmにフランス初の洋上風力タービンを設置したことを発表した。

サンナゼール洋上風力発電所は、当年度下半期にわたり段階的に運転を開始した。総発電容量は480MWでロワール・アトランティック県の年間総電力消費量の20%相当を発電する予定である。

EDF Renewablesによるイスラエルでの浮体式発電所２基を含む太陽光発電所４基の運転の開始

2022年６月８日にEDF Renewablesは、イスラエルで発電設備容量合計54MWの新たな太陽光発電所４基の運転を開始したことを発表した。これらの新施設は、2030年度までに同国のエネルギー構成に占める再生可能エネルギーの割合を30%に引き上げるというイスラエル政府の目標の一環となっている。これはまた、2015年度から2030年度までの間に再生可能エネルギーの正味発電容量を28GWから60GWに倍増させることを目指すEDFグループのCap 2030戦略にも寄与する。

EDF、KEPCOおよび九州電力株式会社からなるコンソーシアムがアラブ首長国連邦のADNOCおよびTAQAとの戦略的送電プロジェクトの資金調達を完了

2022年９月26日に、エネルギー部門の世界的リーダーであるEDF、KEPCOおよび九州電力株式会社からなるコンソーシアムは、アラブ首長国連邦における同連邦企業のADNOC（Abu Dhabi National Oil Company）およびTAQA（Abu Dhabi National Electricity Company）との総額38億ドルの送電プロジェクトにつき資金調達を完了したことを発表した。当該プロジェクトは、中東・北アフリカ地域で同種初となる高圧直流（HVDC-VSC）海底送電システムの建設および運営を行うものである。

この戦略的プロジェクトは、既存の洋上火力発電所を、アブダビ陸上電力網で利用可能な低炭素電源に置き換えることにより、ADNOCの洋上事業の二酸化炭素排出量を30%超削減することが期待されている。

このプロジェクトの合計40%の持分を保有する予定である当該コンソーシアムは、3.2GWの革新的な送電システムを開発しその後35年間運営するものとして、2021年12月にADNOCおよびTAQAにより選定された。

2022年度に建設が開始され、プロジェクトの商業運転は2025年度に予定されている。

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

2022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*	2021年12月31日現在	貨幣性変動	非貨幣性変動	2022年12月31日現在
棚卸資産および仕掛品	*13.2*	(16,197)	(1,894)	430	(17,661)
営業債権、引当金控除後	*13.3*	(22,235)	(3,643)	1,034	(24,844)
営業債務	*13.4*	19,565	4,524	(805)	23,284
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債務）	*13.3.4*	294	5,780	-	6,074
その他の債権および債務(1)	*13.3.4および13.5*	6,050	3,538	(581)	9,007

運転資本のその他の構成要素(2)	(648)	(4)	535	(117)
正味運転資本	**(13,171)**	**8,301**	**613**	**(4,257)**

(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営業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。2022年度における非貨幣性変動は、主に営業デリバティブの公正価値の変動５億ユーロによる。

13.1.3 運転資本の貨幣性変動

（単位：百万ユーロ）	*注記*	2022年度	2021年度
棚卸資産の変動	*13.2*	(1,894)	(626)
営業債権の変動	*13.3*	(3,643)	(7,411)
営業債務の変動	*13.4*	4,524	7,407
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債務）の変動	*13.3.4*	5,780	2,268
その他の債権および債務の変動(1)	*13.3.4および13.5*	3,534	(3,164)
運転資本の変動		**8,301**	**(1,526)**

(1)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営業関連デリバティブの貨幣性変動を含む。

2022年度における運転資本の貨幣性変動は、主にCSPE超過補償58億ユーロ（注記13.5.4を参照）、トレーディング業務における正味マージンコールの減少（48億ユーロ）、および正味棚卸資産ポジションにおける変動(19)億ユーロ（注記13.2を参照）に起因して、83億ユーロの改善であった。

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、材料費、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5.5.4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。

	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
（単位：百万ユーロ）	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,737	(422)	10,315	10,938	(459)	10,479
その他燃料	2,029	(2)	2,027	1,255	(4)	1,251
その他消耗品	1,878	(422)	1,456	1,770	(402)	1,368
仕掛品（製品・サービス）	622	(35)	587	615	(38)	577
その他の棚卸資産	3,326	(50)	3,276	2,540	(18)	2,522
棚卸資産合計	**18,592**	**(931)**	**17,661**	**17,118**	**(921)**	**16,197**

2022年12月31日現在の長期（１年超）部分は、主に核燃料在庫に関連しており、その金額は8,557百万ユーロである（2021年12月31日現在8,576百万ユーロ）。

2022年度における棚卸資産の変動は、主に「その他の棚卸資産」に表示されている省エネ証書在庫が年間を通じて増加したこと（注記5.5.4を参照）、ならびに「その他燃料」に表示されているガスの価格および数量の上昇に起因している。

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、IFRS第９号の単純化したアプローチを適用して、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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）		21,568	19,781
－契約資産	*13.3.3*	*441*	*545*
営業債権－総額（EDF Trading）		4,598	3,545
減損		(1,322)	(1,091)
営業債権－純額		**24,844**	**22,235**

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、2022年12月31日現在7,423百万ユーロ（2021年12月31日現在7,071百万ユーロ）は、営業債権から控除されている。

2022年度における営業債権総額（EDF Tradingを除く）の増加は、主に市場価格上昇の影響による顧客への請求価格の変動によるものであり、主にEDF Energy（15億ユーロ）に関連している。フランスでは、この項目の変動は、政府により導入された上限料金措置、特にTICFEの税率引下げに起因してマイナスとなった。

営業債権の減損は、主に英国およびベルギーにおいて、市場価格の上昇に伴う顧客への請求価格の上昇により信用リスクが高まったと判断されたことから増加した。

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）	2022年12月31日現在 総額	引当金	純額	2021年12月31日現在 総額	引当金	純額
営業債権	**26,166**	**(1,322)**	**24,844**	**23,326**	**(1,091)**	**22,235**
期日経過後６か月以内	2,037	(183)	1,854	1,285	(215)	1,070
期日経過後６～12か月	678	(242)	436	481	(136)	345
期日経過後12か月超	1,117	(551)	566	978	(551)	427
期日到来営業債権	**3,832**	**(976)**	**2,856**	**2,744**	**(902)**	**1,842**
期日未到来営業債権	**22,334**	**(346)**	**21,988**	**20,582**	**(189)**	**20,393**

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）	2022年12月31日現在	2021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	324	340
譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権	-	-
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	2,470	1,456

当グループは2022年12月31日現在、主にEdison、EDF SA、DalkiaおよびLuminusに関連する合計2,470百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた（2021年12月31日現在1,456百万ユーロ）。

譲渡のほとんどは、反復的に遡及権なしで行われていることから、対応する債権は、その後は当グループの連結貸借対照表には計上されていない。

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。

債権に含まれている契約資産は、2022年12月31日現在441百万ユーロおよび2021年12月31日現在545百万ユーロに相当し、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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
前払費用	1,592	1,485
VAT債権	1,968	2,051
その他税金債権（VATを除く）	274	348
その他の営業債権	13,496	14,405
その他の債権	**17,330**	**18,289**
非流動部分	2,165	2,092
流動部分	15,165	16,197
総額	17,390	18,344
減損	(60)	(55)

2022年12月31日現在、その他の営業債権は、トレーディング業務のマージンコール52億ユーロ（2021年度98億ユーロ）を含んでいる。この項目の減少は基本的に、担保を信用状で置き換えたことに起因する。資産に認識されたマージンコールの額は、負債に認識されたマージンコールと相殺できない（注記13.5を参照）。また、その他の債権は、2023年１月31日付決定2023-50により確認された、CREの2022年11月17日付決定2022-296を受けた相互接続収益の移転に対応する、RTEに対する債権1,723百万ユーロも含んでいる（注記5.1.1を参照）。

その他の営業債権はまた、供給業者に支払った前渡金3,234百万ユーロを含んでいる（2021年12月31日現在1,274百万ユーロ）。これらの前渡金の大部分は、フランス―発電と供給セグメントにおける核燃料供給契約に関連している。

13.4　営業債務

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	16,001	14,041
営業債務（EDF Trading）	7,283	5,524
営業債務	**23,284**	**19,565**

2022年度における営業債務（EDF Tradingを除く）の増加は、主に市場価格の変動によるものであり、従って当グループの様々な企業に関係する。

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）	2022年12月31日現在	うち契約負債	2021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	3,973	2,025	2,114	1,635
有形固定資産関連負債	4,631	-	4,368	-
税金負債	3,488	-	5,093	-
社会保障費	5,865	-	5,092	-
長期契約に係る繰延収益	3,180	3,144	3,146	3,110
その他の繰延収益(1)	1,172	694	997	592
その他	16,163	-	9,254	-
その他の負債	**38,472**	**5,863**	**30,064**	**5,337**
非流動部分	4,968	2,929	4,816	3,107
流動部分	33,504	2,934	25,248	2,230

(1) フェッセンハイム補償協定に基づく支払額を含む（注記5.5.4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630百万ユーロから成る（2021年12月31日現在642百万ユーロ）。

13.5.2　税金負債

2022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が徴収する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徴収したCSPE税を控除した116百万ユーロが含まれている（2021年12月31日現在562百万ユーロ）。

13.5.3　長期契約に係る繰延収益

2022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1,777百万ユーロ（2021年12月31日現在1,746百万ユーロ）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

2022年12月31日現在、その他の営業負債は、トレーディング業務のマージンコール59億ユーロ（2021年度58億ユーロ）を含んでいる。負債に認識されたマージンコールの額は、資産に認識されたマージンコールと相殺できない（注記13.3.4を参照）。

2022年12月31日現在のその他の負債は、CSPEに関連した国に対する営業負債6,074百万ユーロも含んでいる（2021年12月31日現在294百万ユーロ）。

その他の負債の表の最終の科目には、2022年度中に受け取った投資補助金566百万ユーロ（2021年度536百万ユーロ）が含まれている。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。

EDFの公共サービス費用

2022年度のEDFへの補償対象公共サービス費用の額は808百万ユーロ（2021年度5,472百万ユーロ）である。購入義務関連の補償対象公共サービス費用は、市場価格が非常に高く、総じてEDFの購入義務費用を大きく上回っていたことから、2022年度には大幅に減少してマイナスとなった。ただし、2022年度の補償対象公共サービス費用は、フランス当局が電気およびガスの上限料金を通じて導入した最終顧客への販売価格の上限設定によって生じる販売収益の不足を補うための金額1,571百万ユーロを含んでいる（注記5.1.1を参照）。

国の一般予算からの2022年度の受取額は合計6,602百万ユーロであった（これはガス上限料金に関する2022年度の費用予測に係る支払い141百万ユーロを含む）。

2022年度の国からの補償受取額は、2021年度の市場価格を基に2022年度の財政法で決定されたため、結果的に2022年度の補償対象となる公共サービス費用よりも極めて高額であった。

従って、2022年12月31日現在で、EDF SAは国に対する営業負債6,074百万ユーロを認識した（2021年12月31日現在294百万ユーロ）。

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5.5.1に記載されている。

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提供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）	2021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の影響	連結範囲の変更	外国為替の影響	2022年12月31日現在
前受金	1,635	1,824	(1,360)	(25)	(1)	2	(50)	2,025
長期契約に係る繰延収益	3,110	439	(476)	-	51	10	10	3,144
その他の繰延収益	592	613	(515)	-	-	2	2	694

これらの負債は、大部分の前受金および未成業務受入金2,025百万ユーロ（主にFramatome、英国およびフランス―規制業務セグメントに関連）ならびに、大部分の繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）3,838百万ユーロ（主にフランス―発電と供給セグメントに関連）から構成されている。従ってその2022年12月31日現在の合計額は、5,863百万ユーロである（2021年12月31日現在5,337百万ユーロ）。

期限１年超の契約で報告日現在その義務が未履行または一部履行済みである契約は、約12,211百万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997百万ユーロは、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．自己資本および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。

2022年12月31日現在のEDFの資本金は1,943,859,210ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,887,718,420株から成っている。資本金のうち89.01%はフランス政府、9.38%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.59%は当グループの現従業員および元従業員、ならびに、0.02%はEDFが自己株式として所有している。2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した。当該公開買付の完了後、フランス政府は、資本金の95.82%、議決権の96.53%以上および発行済OCEANE債の99.96%を保有することとなる（注記２を参照）。これにより、EDF株式およびOCEANEについて強制的スクイーズアウト手続に進むための条件が満たされる。AMFの2023年１月25日付通知に示された通り、従業員持株ファンドであるActions EDFならびに株主団体であるEnergie En ActionsおよびAssociation pour la Défense des Actionnaires Minoritairesが当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求めて提起した訴訟についてパリ控訴裁判所の判決を待つ間、フランス政府は、同控訴裁判所が当該訴訟の本案に関する決定を下すまでは強制的スクイーズアウトに踏み切らない旨を確約している。

2022年４月７日にEDFは、株主の優先引受権を維持して、現金による増資を実施した。この増資は（発行プレミアムを含む）総額で合計3,164百万ユーロであり、その結果、発行価格6.35ユーロで498,257,960株の新株が発行され、財務諸表上、以下のように認識された。

- 資本金の増加249百万ユーロ。
- 発行プレミアム（費用控除後）の増加2,899百万ユーロ。

フランス政府は、公約通り、この増資の27億ユーロないし約83.88%を引き受けた。

2022年６月、2021年度に係る配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、131,545,635株の新株発行を受けて資本金が66百万ユーロ増加し、発行プレミアム913百万ユーロを計上した。

2022年７月25日に、優先引受権の取消しを伴う従業員割当増資「ERO 2022」により、18,100,741株のEDF新株発行を受けて資本金が９百万ユーロ増加し、発行プレミアム94百万ユーロを計上した（注記７を参照）。

2022年12月、OCEANE債の転換により、1,137,336株のEDF新株発行を受けて資本金が0.57百万ユーロ増加した（注記14.5を参照）。

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の控除項目とされる。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、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF（Autorité des Marchés Financiers）の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2022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888,511株、総額７百万ユーロである。

14.3　配当

2022年５月12日の通常および臨時株主総会において、2021年度について１株当たり0.58ユーロの普通配当分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払のオプションが株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも２年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。各株主について、特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当は１株当たり0.638ユーロである。

フランス政府は、2021年度について、株式による配当を選択した。

2021年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は72百万ユーロである。

2022年度の中間配当は支払われなかった。

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（「ハイブリッド」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　2022年12月31日現在の永久劣後債残高

2022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、11,722百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である（2021年12月31日現在12,264百万ユーロ）。

2022年11月30日に当グループはハイブリッド債を発行し、総額994百万ユーロで自己資本に計上した（注記14.4.2を参照）。

2023年１月29日にEDFは、永久劣後債合計2,098百万米ドルを全額償還するオプションを行使した。その結果、EDFは、償還が確実であると判断し、2022年12月31日付でこれらの持分証券を1,538百万ユーロで金融負債に組み替えた（注記18.3.2.1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、2022年度606百万ユーロ、2021年度547百万ユーロであった。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。

2023年１月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約224百万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）(1)	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	01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
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%
EDF	06/2021	1,250	ユーロ	７年	2.63%
EDF	12/2022	1,000	ユーロ	６年	7.50%

(1) 資金受領日。

14.4.2 2022年度中の永久劣後債の変動

2022年11月30日に、EDFは、表面利率7.5%でファーストコール日を６年とするユーロ建てハイブリッド債10億ユーロの募集を開始した。

当社は、６年後に予定されている最初の金利再設定日の前90日間およびその後は表面金利の毎支払日のいつでも、このハイブリッド債を現金で償還できる。提案されているハイブリッド債は永久債であるが、源泉徴収税、税務上の損金算入可能性、税額グロスアップ、格付方法、会計処理もしくはクリーンアップ・コール事象のために、またはメイクホール・コールの行使を通じて、いつでも償還請求できる。新規発行額は、米ドル建てハイブリッド債(1)の償還後にEDFのハイブリッド資本の額面金額による未償還残高合計が10%超減少しないよう調整されており、当社は引き続き、資本構成の恒久的要素としてハイブリッド資本証券による資金調達を行うことに努めている。

(1) 米ドル建てリセット永久劣後債3,000,000,000米ドル、このうち2,097,614,000米ドルが現在未償還である。

この発行は、入金時に正味合計額994百万ユーロで自己資本に計上された。

EDFは、ルクセンブルク証券取引所の規制市場で売買が認められている米ドル建てハイブリッド債を2023年１月29日付で全額償還するオプションを行使した。当社が償還を進める場合には、当該米ドル建てハイブリッド債の所持人は、当該米ドル建てハイブリッド債の条件に従い正式に償還の通知を受けることになる。

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（新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる社債）

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差額に相当する。

発行費は当初の配分割合と同じ割合で、債務部分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、新株式へ転換および／または既発行株式と交換できるグリーンボンド（OCEANEs Vertes）を発行した。

OCEANE債の条件に従い、フランス政府が開始した簡易公開買付（注記２を参照）の結果として、AMFにより当該公開買付の準拠性宣言がなされた場合には、当該債券の転換に伴うEDF株式割当比率が、公開買付の開始により、定義された公開買付調整期間中、一時的に調整されることになる。

このため、社債権者には2022年11月23日に、2022年11月24日から新株式割当比率（NRAA - nouveau ratio d'attribution d'actions）がOCEANE債１口に対しEDF株式1.289株となることが正式に通知された。

2022年12月31日現在、OCEANE債882,340口が新株に転換され（2022年11月24日から2022年12月31日の期間）、1,137,336株が生じた。

新株との交換が唯一の選択肢であったことから、この取引により資本金が0.57百万ユーロ増加した。これにより、9.08百万ユーロの社債／株式転換プレミアムが生じた（注記14.1を参照）。

参考までに、フランス政府はこの簡易公開買付を通じて127,147,355口の債券（OCEANE債）を取得し、その結果、2022年12月31日現在、OCEANE債214,979,011口ないしOCEANE債ポートフォリオ全体の98.30%を保有していた。

2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した（注記２および14.1を参照）。その結果、公開買付条件の第2.6.3項（公開買付）に従い、公開買付の場合の株式割当比率の調整期間は、2023年３月１日すなわちAMFによる公開買付結果の発表から15営業日後に終了する。公開買付の場合の調整期間の終了後、株式割当比率は、公開買付の場合の調整期間前に適用されていた株式割当比率と同じ、OCEANE債１口に対し1.124株に調整される。当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求める訴訟に対するパリ控訴裁判所の判決を待つ間のフランス政府の確約により、同裁判所がAMFの承認を認め当該公開買付が再開された場合には、株式割当比率は、EDFが発表する条件に則り、公開買付の場合の新たな調整期間を遵守し、OCEANE債１口に対し1.289株に再調整される予定である。

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）	2022年12月31日現在 所有割合（%）	2022年12月31日現在 自己資本（非支配持分）	2022年12月31日現在 非支配持分に帰属する純利益	2021年12月31日現在 自己資本（非支配持分）	2021年12月31日現在 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.	20.00%	2,198	142	2,567	(307)
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	33.50%	6,778	(514)	6,305	(39)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	32.06%	719	-	394	-
EDF Investissements Groupe SA	7.54%	519	11	518	11
Luminus SA	31.37%	538	(49)	381	(30)
Framatome	24.50%	63	(12)	86	(22)
その他の非支配持分		**1,457**	**137**	**1,527**	**102**
合計		**12,272**	**(285)**	**11,778**	**(285)**

当グループがEDF Energyを通じて80%を所有するEDF Energy Nuclear Generation Ltd.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 Company (HPC) Limitedに対する非支配持分は、CGNの持分である。

当グループがEDF Energyを通じて67.94%を所有する、サイズウェルCプロジェクトのための持株会社であるNNB Holding Company (SZC) Limitedに対する非支配持分は、英国政府が2022年11月30日に行った投資および同日付のCGNの当該事業体からの撤退後の2022年12月31日現在における当該プロジェクトに対する英国政府の持分である（注記10.6を参照）。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsの保有する投資である。

Luminusに対する非支配持分は、主にベルギーの地方当局の保有する投資、およびスランCCGTプロジェクトに対するパートナー拠出金である。

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、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が引き受けた転換社債の形態による商品、2022年12月31日現在の合計129百万ユーロ（2021年度165百万ユーロ）を含む。

14.6.2 EDF Energy Nuclear Generation Ltd.に関する主要な財務指標

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
非流動資産	24,348	25,784
流動資産	3,132	3,868
資産合計	**27,480**	**29,652**
自己資本	10,988	12,837
非流動負債	16,019	16,352
流動負債	473	463
自己資本および負債合計	**27,480**	**29,652**
売上高	3,472	1,842
純利益	710	(1,535)
自己資本直入損益	**(1,515)**	**906**
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,002	84
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(307)	(420)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(340)	(11)
現金および現金同等物－期首残高	**279**	**585**
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	355	(347)
為替変動の影響	(15)	42
その他	(1)	-
現金および現金同等物－期末残高	**618**	**279**
非支配株主に対する支払配当金	70	2

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（基本的および希薄化後）の計算に使用された基本的および希薄化後利益の調整、ならびに基本的および希薄化後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）	2022年度	2021年度
普通株式に帰属する純利益	(17,940)	5,113
継続事業からのEDF純利益	*(17,946)*	*5,114*
非継続事業からのEDF純利益	*6*	*(1)*
永久劣後債に係る支払	(606)	(547)
１株当たり利益の計算に使用された純利益	**(18,546)**	**4,566**
継続事業からの純利益	*(18,552)*	*4,567*
非継続事業からの純利益	*6*	*(1)*
希薄化効果のある金融商品の影響の取消	2	2
希薄化後１株当たり利益の計算に使用された純利益	**(18,544)**	**4,567**
継続事業からの純利益	(18,550)	*4,568*
非継続事業からの純利益	*6*	*(1)*
期中加重平均社外流通普通株式数	**3,683,790,611**	**3,138,060,309**
希薄化効果のある金融商品の影響	244,227,763	222,574,780
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	**3,928,018,374**	**3,360,635,089**
１株当たり利益（単位：ユーロ）：		
基本的１株当たり利益	**(5.03)**	**1.46**
希薄化後１株当たり利益	**(5.03)**	**1.36**
継続事業の基本的１株当たり純利益	**(5.03)**	**1.46**
継続事業の希薄化後１株当たり純利益	**(5.03)**	**1.36**
非継続事業の基本的１株当たり純利益	**-**	**-**
非継続事業の希薄化後１株当たり純利益	**-**	**-**

希薄化後１株当たり純利益は、OCEAN債の転換の影響（注記18.3.2.2を参照）および当年度中に実施した増資後の転換／交換比率の調整を織り込んでいる。

2022年度のEDFの純利益はマイナスであったため、OCEANE債の転換は増加効果を有していた結果、希薄化後１株当たり利益は基本的１株当たり利益と同一である。

次へ

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、当グループが採用した仮定、また、必要に応じて、類似の取引または業務の経験、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。

各決算日に生じる、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、当初から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計上される。**
- **それ以外の場合にはすべて損益計算書に計上される。**

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- **核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拠出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。**
- **発電所の廃炉費用。**
- **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、技術的および規制的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。

	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
（単位：百万ユーロ）	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
核サイクル終了引当金	1,602	24,982	26,584	1,359	28,155	29,514
廃炉および炉心核燃料引当金	1,539	31,039	32,578	1,346	33,912	35,258
原子力発電関連引当金	**3,141**	**56,021**	**59,162**	**2,705**	**62,067**	**64,772**

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	11,379	1,284	-	12,663
廃棄物除去および調整引当金	-	373	-	373
放射性廃棄物長期管理引当金	12,475	1,066	7	13,548
2022年12月31日現在核サイクル終了引当金	**23,854**	**2,723**	**7**	**26,584**
2021年12月31日現在核サイクル終了引当金	**26,052**	**3,455**	**7**	**29,514**
原子力発電所廃炉引当金	17,094	11,296	625	29,015
炉心核燃料引当金	2,434	1,129	-	3,563
2022年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	**19,528**	**12,425**	**625**	**32,578**
2021年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	**20,390**	**14,434**	**434**	**35,258**
2022年12月31日現在原子力発電関連引当金	**43,382**	**15,148**	**632**	**59,162**
2021年12月31日現在原子力発電関連引当金	**46,442**	**17,889**	**441**	**64,772**

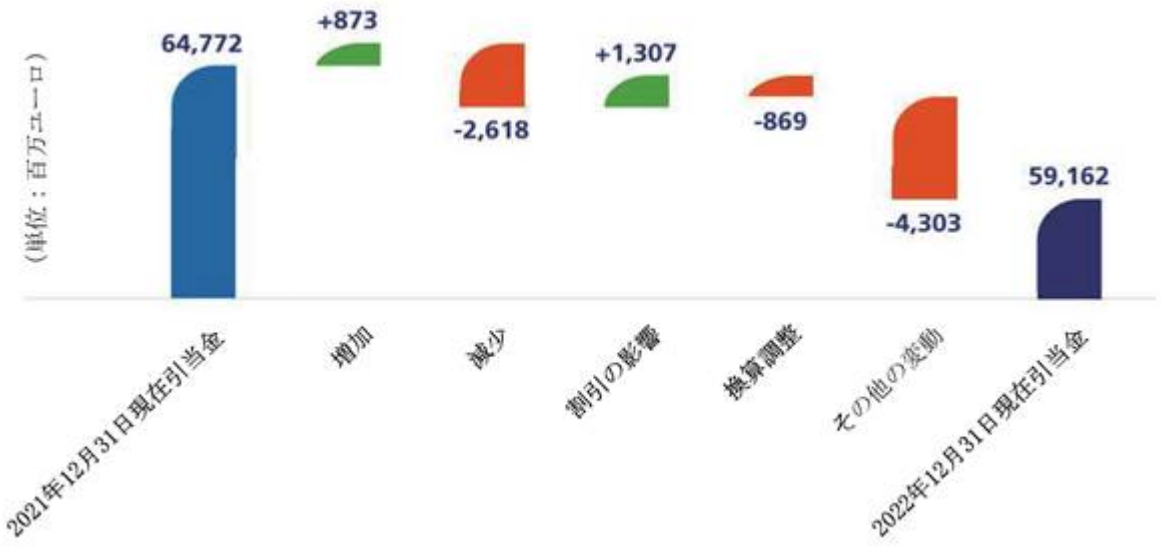
核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021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	2022年12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	13,220	439	(1,014)	245	(72)	(155)	12,663
廃棄物除去および調整引当金	639	1	-	80	(25)	(322)	373
放射性廃棄物長期管理引当金	15,655	130	(204)	(1,126)	(63)	(844)	13,548
核サイクル終了引当金	**29,514**	**570**	**(1,218)**	**(801)**	**(160)**	**(1,321)**	**26,584**
原子力発電所廃炉引当金	30,759	303	(824)	1,979	(637)	(2,565)	29,015
炉心核燃料引当金	4,499	-	(576)	129	(72)	(417)	3,563
廃炉および炉心核燃料引当金	**35,258**	**303**	**(1,400)**	**2,108**	**(709)**	**(2,982)**	**32,578**
原子力発電関連引当金	**64,772**	**873**	**(2,618)**	**1,307**	**(869)**	**(4,303)**	**59,162**
流動部分	2,705						3,141
非流動部分	62,067						56,021

2022年度における原子力発電関連引当金の変動は、主に以下に起因する。

- フランスにおける実質割引率50ベーシス・ポイントの上昇（注記15.1.1.5を参照）：対応する影響(4,069)百万ユーロは、純損益を通じて調整される引当金の変動については「割引の影響」（(2,548)百万ユーロ）に、また資産（引当金関連資産および基礎資産）の裏付けがある引当金の変動については「その他の変動」（(2,061)百万ユーロ）に表示されている。
- 英国における実質割引率の上昇（特に核サイクル終了および廃炉引当金に係る+100ベーシス・ポイント－注記15.2.4を参照）：対応する影響は、資産（特に核サイクル終了および廃炉引当金の場合は原子力負債基金（NLF）および英国政府からの払戻しに相当する債権、炉心核燃料引当金の場合は関連資産および基礎資産）の裏付けがあるこれらの引当金の変動として「その他の変動」（(2,934)百万ユーロ）に表示されている。

2022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。



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、関連する事業について必要とされる、ある程度のリスクおよび不確実性が織り込まれる。これはまた、注記1.3.4.2に記載された不確定実性も含む。

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*	2021年12月31日現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2022年12月31日現在
使用済燃料管理引当金	*15.1.1.1*	11,819	417	(849)	51	(59)	11,379
営業サイクルに関連しない金額		*1,726*	*23*	*(41)*	*(85)*	*(16)*	*1,607*
2006年６月28日付法律の範囲外の金額		*1,136*	*44*	*(41)*	*56*	*-*	*1,195*
放射性廃棄物長期管理引当金	*15.1.1.2*	14,233	128	(204)	(1,308)	(374)	12,475
核サイクル終了引当金		**26,052**	**545**	**(1,053)**	**(1,257)**	**(433)**	**23,854**
原子力発電所廃炉引当金	*15.1.1.3*	17,730	273	(201)	340	(1,048)	17,094
炉心核燃料引当金	*15.1.1.4*	2,660	-	-	104	(330)	2,434
廃炉および炉心核燃料引当金		**20,390**	**273**	**(201)**	**444**	**(1,378)**	**19,528**
原子力発電関連引当金		**46,442**	**818**	**(1,254)**	**(813)**	**(1,811)**	**43,382**
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)		*45,306*	*774*	*(1,213)*	*(869)*	*(1,811)*	*42,187*
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)		*1,136*	*44*	*(41)*	*56*	*-*	*1,195*

(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日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。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）。

割引の影響は主に、時の経過による割引の戻入れ1,830百万ユーロ、および、資産の裏付けがない引当金について損益計算書に計上された2022年度の実質割引率の変更による影響(2,548)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、資産の裏付けがある引当金に関する2022年12月31日現在の実質割引率の変更による影響(2,061)百万ユーロを含む。

2021年度には、EDF SAの原子力発電関連引当金の変動は、主に1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長に起因しており、その影響額は2021年１月１日現在(1,016)百万ユーロ（2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記1.4.1を参照）であった。その内訳は、廃炉引当金(916)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(214)百万ユーロおよび放射性廃棄物長期管理引当金114百万ユーロであった。

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、マルクールのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとしてEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。
- EDF、AREVAおよびAREVA NC（現Orano Recyclage）は、2008年12月および2010年７月に、ラアー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の立場にあり、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燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）の形で再利用し、再処理ウランを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（現在、許可された原子炉は24基）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（11,379百万ユーロ）は、主に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、ならびにその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）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。

現在、Orano Recyclageとの間で、特に現行の2016年から2023年の期間に係る変更に関して交渉が進められている。2021年12月31日現在で、EDFは、Oranoとの協議の進捗を考慮して、現在交渉中のこの変更の下で発生する費用についての最善の見積りを使用して使用済燃料管理引当金を調整した。特に新たな核分裂生成物濃縮装置に関する変更を考慮し、様々なOranoプロジェクトに係るEDFの処理費用の増加を賄うことを目的として、267百万ユーロの追加引当金が認識された。2022年度において、これらの費用の一部が、2016年から2023年の変更に関する合意文書にて定められたが、その他の費用については依然として交渉が続いている。また、2024年から2026年の期間を対象とした変更についても2022年度に交渉が行われ、2023年度も継続しており、2022年12月31日現在で、対応する偶発事象および損失に対する引当金が認識された（注記17.2を参照）。

さらに、使用済燃料管理引当金には、使用済燃料の一時貯蔵に係る引当金も織り込まれており、これは、EDFの発電所から出る使用済燃料のためのOranoのラアーグ一時貯蔵施設に係る使用量予測でラアーグのプールが2030年度までに飽和状態となる可能性が示唆されていることから、核サイクル終了にとって重要な問題である。飽和状態を回避するため、EDFの監督下で集中型燃料貯蔵プールを建設し、使用済燃料の長期貯蔵容量を拡大する予定である。新プールの稼働開始は2034年度を予定しており、EDFが運営することとなる。また、貯蔵需要に対応するために、以下の対策が講じられる予定である。

集中型貯蔵プール建設までの期間について、2019年度にOranoは、EDFおよび原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）と協力して過渡的な解決策の研究を開始した。望ましい解決策は、Oranoのラアーグにある既存のプールの高密度化である。補足的な解決策は、プルトニウム（MOX）燃料および再処理ウラン（RepU）のための乾式貯蔵施設の利用である。OranoのMELOX工場における生産上の問題が短中期的な処理ペースに影響を与え、再利用水準の低下により中期的に所要貯蔵量が増加していることから、一時貯蔵の必要性は倍加している。

2022年度には、特にOranoのラアーグ用地にある既存のプールの高密度化について過渡的な解決策の研究が継続され、2022年12月に重要な変更に関する申請ファイルがASNに提出された。この解決策に関する開発研究は、2024年度末まで継続される見込みである。

使用済燃料管理引当金はまた、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（使用済MOX燃料）またはウラン燃料（使用済RepU）、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。これら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2006年の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、原子力運営者としてEDFが管理する予定のラアーグの集中型貯蔵プールの建設を想定したシナリオに基づいて設定されている。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（PNGMDR）についての公開討議中に提示され、2021年11月22日に開始され2022年７月８日に終了した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た。2022年10月７日にEDFは、当該協議から得た知見および同社の対応に関し「Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF」と題する文書を公表した。EDFは、CNDPが任命する保証人の監督下で、継続的な交流および対話のための正式な組織を設置する予定である。EDFはまた、現段階において、当該プロジェクトを進め、2025年度の公開審査開催を目的として2023年度末までに当該設備の開発認可申請を提出する準備を進めていることも明記している。

使用済燃料の特定の貯蔵解決策に対する引当金の合計は、Oranoのラアーグにあるプールの高密度化費用につき257百万ユーロ、また使用済MOX燃料および使用済RepUの最初にラアーグ、後に集中型貯蔵プールでの一時貯蔵につき1,607百万ユーロである（これらの燃料は既存または建設中の施設で再利用できない）。

最後に、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。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。最初の集合体はロマン・シュル・イゼールのFramatome工場で組み立てられ、2023年度に、認可済の900MW原子炉に装荷される予定である。技術上の変更の完了および安全当局から必要な認可が下りることを条件に、2027年度までに他の900MW原子炉および一部の1,300MW原子炉に、再処理ウランを基にした集合体が装荷される予定である。2021年度以後、使用済燃料管理引当金に含まれる再処理用ウラン貯蔵引当金（410百万ユーロ）は、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間が40年から50年に延長されたことを受けて、検討対象のシリーズの原子力発電所について50年の稼働期間に基づいている。

15.1.1.2　放射性廃棄物長期管理引当金

放射性廃棄物長期管理引当金は、以下の将来の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長期一時貯蔵後の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、加工から抽出されたプルトニウム（MOX）燃料またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- 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、ならびにこの放射性廃棄物の除去および最終貯蔵。
- 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、特にラアー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	2022年12月31日現在	2021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： CIRES-モルヴィリエ(ANDRA) 低中レベル廃棄物： CSA-スレーヌ(ANDRA)	2,958	3,093
長寿命低レベル廃棄物	調査中のプロジェクト： スレーヌ(ANDRA)	363	394
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）／ICEDA調整および一時貯蔵施設	9,154	10,746
放射性廃棄物長期管理引当金		**12,475**	**14,233**

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

見積りの基礎

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、2003年度に稼働開始し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、1992年度に稼働開始し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、以下に基づいて査定される。

- 既存の貯蔵センターの運営については運送者およびANDRAとの現在の契約
- 子会社であるCyclife Franceが運営する工場（マルクールのCentraco用地、1999年度稼働開始）における、ANDRAセンターでの貯蔵前に溶解可能な一部の廃棄物の処理費用。
- 蒸気発生器などの主要部品の一時貯蔵、切断および調整のための集中型施設の見積費用。

さらに、超低レベル廃棄物の管理については、フランスの超低レベル金属廃棄物の再利用を規定する規則（環境移行省による政令）が2022年２月15日付官報にて公布された。従ってEDFは、原子力発電所の廃炉から生じる超低レベル金属廃棄物を処理および再利用するための切断・溶融施設の開発を継続している。このプロジェクトはテクノセンターと呼ばれ、EDFがOranoと共同で主導し、2031年度の稼働開始を目標としている。放射性物質および廃棄物の管理に関するフランスの第５回国家計画（PNGMDR）に沿って、テクノセンター・プロジェクトの目的および日程を定めたロードマップが2023年度の初めに発表される予定である。

2021年度の進展

2021年度には、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を反映するため引当金の基礎となる技術上の仮定を変更し（廃炉廃棄物の産生時期が変更された結果、特定年度に貯蔵に送られる廃炉廃棄物が増加し、廃棄物発送の流れを円滑化するための工業的解決策を必要とする）、加えて、廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオを、貯蔵量削減のための事前処理の導入により最適化した。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

2022年度の進展

2022年度には、この廃棄物の管理に関する最新の仮定が年次レビューに織り込まれた。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

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（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却）原子力発電所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。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（政令2022-1547および実施決定が2022年12月10日付官報にて公布された）は、ヴォンドゥーヴル・スレーヌ用地における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の作成期限を、ANDRAに対し2023年と定めている。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

産業用地層貯蔵センターのためのCigéoプロジェクト

2006年６月28日付のフランスの法律では、長寿命中高レベル廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

2016年１月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、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、ASNの設定した安全基準に準拠して、ANDRAが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。

長寿命中高レベル放射性廃棄物の貯蔵に対する引当金、合計8,381百万ユーロ（使用済燃料の処理から生じる放射性廃棄物の予備的一時貯蔵、貯蔵用地へ向けた除去、既存の施設で再利用できない使用済燃料の直接貯蔵を含む）は、廃棄物の量および特性に依存する産出業者分を考慮した貯蔵費用目標に基づいている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な経過目標（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。

このプロジェクトでは、2016年度以降、以下のような進展があった。

- 2016年度：2016年４月に、ANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付、2016年７月11日付法律は可逆性概念を明確化した。

- 2018年度：2018年１月に、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、瀝青廃棄物を処理せずにCigéoに貯蔵する提案に対する代替案の検証要請が含まれていた。

- 2019年度：2019年９月に、現在の瀝青廃棄物の管理に関する報告書を作成する目的でDGECにより任命された専門家集団は、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。産出業者とANDRAが参加する４者合同調査プログラムでは、現在もこの問題を検証している。
- 2020年度：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の結論が報告された。当該専門家は、ANDRAの提案に全体として賛同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。

  2020年度にはまた、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法に、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）税務上の変更が含まれた。2020年度末現在で、関連する施策は今後定義される予定であり、Cigéoプロジェクトの関連コスト増加を防ぐために政府によって拘束される予定である。

- 2021年度： 2020年８月のANDRAによる提出、政府機関による検討および2021年９月15日から10月23日までの公開調査を経て、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）を求める申請書は、2021年12月20日に調査委員から肯定的意見を得た。

- 2022年度：2022年７月８日に、DUPの政令が発表された。

最初の廃棄物パッケージの引渡し時期も明確化された。2021年度末現在では、産出業者は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たが、Cigéoプロジェクトのパイロット操業フェーズおよびガバナンスに関する協議をまとめたANDRAの2022年10月の報告書によれば、それは2035年から2040年の間に始まるとされている。その結果、当該引当金はこの延期後の最初のパッケージ受入日を反映して更新されたが、これによる重要な影響はなかった。

2023年１月16日にANDRAは、Cigéoの設置許可申請書（DAC）をエネルギー移行省に提出した。このステップをもって、その後プロジェクトの認可および着工が可能となる、ASNによるプロジェクト審査という新たなフェーズが開始される。ANDRAの最新日程に基づいて、設置許可の政令は現在、（従前の2025年に代えて）2027年と見込まれている。

ICEDA

長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金はまた、主にICEDA調整・貯蔵施設（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）における長寿命中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵を対象とする773百万ユーロも含んでいる。

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。2021年７月19日、ICEDA施設における長寿命中レベル廃棄物パッケージの調整を承認し統治するASNの決定が正式に受理された。2021年度末には、付与された認可および運転開始スケジュールに従って、最初の廃棄物パッケージが密封された。2022年度には、予想通り２回の廃棄物パッケージの作業が完了した。

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.593-20条から第L.593-25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、重要性の程度は低いが留意すべき変更（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付される解体計画。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制定される。
- 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律の適用範囲から除外する。

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、可能な限り短縮することを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、産業目的向けに再利用される。

進行中の解体作業は、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シノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、４つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。

フェッセンハイムPWR発電所については、現在、解体申請がASNによる審査の対象となっており、完了した作業は解体前の段階に関連している。

これらの作業のそれぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、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新たな方法および技術の開発を必要とする。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）が活かされている。ショー発電所はまた、洞窟に位置するという特異性も有していることから、それがそのまま転用可能ではない経験を生み出し、固有の課題を伴う特有の作業でもあることを意味している。

永久に閉鎖された発電所における進行中の廃炉作業（特にショーのPWRから得られる経験）、フェッセンハイムの900MW原子炉２基の要約予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業に基づいて、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所（「第２世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する詳細な参考見積りを確立することが可能となった。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、まだ現在の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。

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用地から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)	2021年12月31日現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2022年12月31日現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	12,680	-	(7)	500	(1,048)	12,125
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	5,050	273	(194)	(160)	-	4,969
原子力発電所廃炉引当金	**17,730**	**273**	**(201)**	**340**	**(1,048)**	**17,094**

現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金におけるその他の変動は、主に、2022年12月31日現在の実質割引率の変更の影響および資産の裏付けがある引当金に関する費用見積りにおけるその他の変動の影響を含む。

減少は、2022年度に支払われた廃炉費用を反映している。増加は、資産の裏付けがない引当金について、基本的に以下に詳述する当年度中の見積変更に対応している。

現在稼動中の原子力発電所（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）
引当金算定の経緯およびDGECから委託された2014-2015年の監査

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、主に米国のMaine Yankee原子炉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い、その結果、過去の見積りについて疑義が呈された。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、会社の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廃炉費用の監査が、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年度の改訂および現在の見積りの基礎

2016年にEDFは、DGECから委託された監査の結果受けた勧告および第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。これにより、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同種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より徹底的な査定が提供された。

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（同種初の用地における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、これらの効果を無視したPWR発電所の見積りと比較して、解体費用をそれぞれ10%および７%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17%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となっている。

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では、このアプローチが保守的な見積方法をもたらすと判断された。

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。
- 完了リスク（これらは識別可能で定量化可能であるが、偶発的である）に相当するリスクの算入。フェッセンハイム・プロジェクトのリスクに関し、現在進行中の研究に基づいて2021年度に初期登録表が作成され、フェッセンハイム用地の特異性のない同種初の900MW原子炉１基について、これらのリスクの詳細な評価が継続されている。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率の増加を通じて反映されている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法によって、発電所全体としてのマージンは約16.3%（同種初の900MW原子炉の参考見積りは21%）となる。

2016年度の全面改訂以来、この費用見積りは年次で見直しされている。当該見直しの結果、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

EDFはまた、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、この分析を確認している。

2021年度の進展

2021年度において、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長（注記15.1.1を参照）の影響を考慮し、特定年度に一時貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映して、廃炉による廃棄物の発送作業の手順が変更された。

さらに、フェッセンハイムの廃炉準備で実施された予備調査および解体前フェーズの初期に得た経験を受けて、最初の900MWユニットの廃炉費用に関する参考見積りも更新された。この更新は、貯蔵量削減のための事前処理を含めた廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオの最適化も織り込んでいる。これらの要素の全PWR発電所への外挿による現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金への影響は限定的であり、同引当金は貸借対照表の資産への調整を通じて149百万ユーロ増加した。

2022年度の進展

見積りの年次レビューの結果、引当金に重要な影響はなかった。

異なるタイプの費用見積りに基づき、フェッセンハイムの900MWユニット２基の廃炉完了のための費用は(2022年のユーロで)約10億ユーロであり、全PWR発電所のユニット１基当たりの平均費用3.8億ユーロに対して、900MWユニット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５億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

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、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第２世代PWR原子炉である。

見積りの基礎

廃炉費用は、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た見積りに基づいている。これらは2015年度から毎年見直されている。

2015年度後半に、UNGG原子炉の解体に関する業界シナリオの詳細な見直しの結果、特に「水中」解体から以下を含む「空中」解体への切替えが行われた。

- 基本的に遠隔管理による解体工程
- 2022年度に始動した「工業的実証炉」に係るツールおよび遠隔操作プラットフォームの適格性確認
- 同種初の原子炉（シノンA2）の解体および、他の原子炉５基の安全な保管形態への移行

この新戦略の下で原子炉ケーソンの解体作業は、原子炉により異なるが、2063年度から2093年度の間に完了予定とされた。

第１世代発電所、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年度から2020年度まで：

UNGG原子炉の解体に関する業界シナリオについて2015年度に行われた改訂は、2016年３月29日にASN委員に提示され、2019年度までASNによる検証を受けた。当該改訂が国際専門家によるレビュー、IRSNによる検証を受け、ASN委員による３回のヒアリングに付された後、ASNは、2020年３月３日付で２つの決定を公表した。これらの決定およびASNによるその採択前の議論では、解体技術（「空中」）、これらの複雑な作業に必要なツールを開発するための工業的実証炉の設置の有用性、シノンA2原子炉の解体日程、および最初の原子炉の作業から経験を得る必要性といった主要な技術的課題のほとんどに収束があったことが示された。

作業日程については、2019年度に公開協議のために公表された決定案において、ASNはこの作業をEDFの提案した日程よりも前倒しし、シノンA2の後の原子炉５基の解体作業を「遅くとも2055年12月31日までに」開始することを求めた。

この日程短縮の要請を考慮して、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の廃炉引当金、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。

2021年度の進展

2021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、ショーAの産業廃炉戦略の改定に起因して、77百万ユーロ増加した。当該戦略は完全連続廃炉シナリオに切り替えられており、設備解体の終了から最終的な解体・汚染除去作業の開始までの洞窟流水監視期間を、水質上不要として削除している。また、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵所（スーパーフェニックス原子炉からの燃料貯蔵を主たる業務とするEDF運営施設）の廃止費用見積りが、2020年度から2021年度に実施された要約予備計画の研究に基づいて更新され、その結果、引当金が61百万ユーロ増加した。

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（UNGG発電所およびその長寿命低レベル廃棄物の管理、スーパーフェニックスならびにブレンニリス）の解体作業に係る見積費用について外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月から2021年７月まで行われ、監査報告書は2021年11月に環境移行省のウェブサイトに掲載された。その結論は（2021年度第１四半期に結論を公表したASNの複合プロジェクト管理の検査期間中の所見を追認し）、「解体プロジェクトの遂行に構造的に焦点を当てた組織」、「年次の見積り・改定手続は堅牢であり使用した仮定と元データについて良好なトレーサビリティを提供」および「残り少ない技術的課題を克服する長期の工業的アプローチ」を強調している。最後に同報告書は、重要でない修正（2021年度の引当金に考慮された）を除くと「当該引当金は基本シナリオないしプロジェクトと整合しており、監査対象範囲の費用の全範囲を網羅し」、EDFの費用および引当金規模の検証を通じて「適切な規模」であると明記している。

2022年度の進展

2022年度に、DGECが委託した監査により作成された、日程リスクの評価および見積りに関する不確実性レベルを確認すべき旨の勧告を受けて、日程リスクおよび不確実性（現在進行中の廃炉プロジェクトのほとんどに適用される）ならびに「専門家評価に基づく」見積りに関する追加の不確実性レベル（廃炉および放射性廃棄物管理引当金に使用される）の評価のための分析手法が導入された。これにより、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金は116百万ユーロ増加した。

ショーAの廃炉引当金もまた、原子炉容器の解体中に観察された予見不能な事象および遅延（切断の遅延およびブリッジクレーンの使用不能）について確認された経験を考慮して、37百万ユーロ増加した。この経験の結果、容器解体の作業は18か月延長され、全体の日程がさらに14か月遅延するリスクが識別された。

UNGG発電所については、費用見積りの年次レビューにおいて解体命令の取得の遅延を考慮した（従前の2025年度後半に代えて現在は2026年度後半と見込まれている）。これは、当該引当金に重要な影響を与えなかった。

短期的には、当該引当金は、特に廃炉費用に関連する購入の種類を踏まえ、一部のコモディティ、エネルギーおよび輸送価格の上昇が予想インフレ率を上回るとの予想を考慮している。これは、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金に対し33百万ユーロの影響を与えた。

2022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。

	2022年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	331	289
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム(1)	911	740
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュジェ、サン・ローラン、シノン	5,771	2,948
重水炉-ブレンニリス	374	321
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	559	492

(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9.6億ユーロ）。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70億ユーロ）。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。
- スーパーフェニックスの費用は約４倍である（完了費用は原子炉１基当たり約19億ユーロ）。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。

永久に閉鎖された発電所について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。これらの作業は2025年12月までに完了する予定である。2021年度に採択された新たな完全連続廃炉シナリオでは、この発電所は2035年度後半に分類解除される見込みである。
- フェッセンハイム：２基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的稼働期間の終了前に、それぞれ2020年２月22日および2020年６月30日に永久に閉鎖された。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年度および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。2022年度初めに、MSNR（Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection）およびASNは、この計画の拡大版の受理を正式に承認した。フェッセンハイム施設の解体命令は2026年度初めに下される見込みであり、その発令をもって解体フェーズが開始される。2022年度末現在、解体前作業（原子炉１号機および２号機の完全な燃料除去、計画通りのホウ素の処理および除去、原子炉１号機の一次回路および接続回路の全面的な化学除染等）は暫定日程通りであった。原子炉２号機の全面的な除染は、クリティカル・パスに影響を与えることなく、2023年度初めに延期された。
- 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、「空中」戦略に基づく解体業務の継続を認める新たな命令を得るため（これらは早くとも2026年度末と見込まれる）、2022年12月にこれらすべての原子炉について解体許可申請を提出した。最初のUNGG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2034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2041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（2037年度までに）安全な保管形態に移行させるための作業の最終段階にある。安全な保管形態の状態とは、表面の80%が解体され、シノンA2の同種初ユニットのケーソン解体に係る経験の全面的な恩恵を待つ間、原子炉ケーソンが安全であることを意味する。後続のケーソンを開くのは2056年度以後の予定である。
- スーパーフェニックス：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、燃料除去、タービンホールの解体、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（当該発電所は2034年度に分類解除される見込みである）。
- 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2023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）。2021年11月15日から2022年２月２日まで行われた公開調査を受けて、2022年３月２日に調査委員は、無条件の肯定的意見を公表した。

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。これらは、以下のように見積もられる。

- 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見積もられている。

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99百万ユーロが戻し入れられて、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。

2021年度においては、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間を2021年１月１日付で延長したことの影響（注記15.1.1を参照）を除くと、炉心核燃料引当金にはほとんど変動がなかった。

2022年度においては、フェッセンハイムの炉心管理に関する経験およびその最適化の完了後に、炉心核燃料引当金が調整された。主な結果として、全発電所に係る炉心核燃料引当金の算定に含まれる未使用重金属の質量が更新され、その結果、引当金が145百万ユーロ減少した。

15.1.1.5　割引率、インフレ率および感応度分析

割引率およびインフレ率の計算

2020年12月31日から、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。

割引率は金利曲線を基礎とする。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（OAT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出予定に基づき、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。2022年度について計算されたUFRは3.43%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。2022年12月31日現在のソブリン利回り曲線は、０年から20年の間の支出は2.7%から3.3%の範囲（2021年度末現在-0.6%から0.6%）、20年から50年の間の支出は3.3%から3.4%の範囲（2021年度末現在0.6%から3.1%）、そして、50年より後の支出は3.43%（2021年度末現在3.46%）に収束する率を示している。

こ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、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。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、2022年12月31日現在4.8%（2021年12月31日現在3.7%）であり、インフレ率を2.3%（2021年12月31日現在1.7%）と仮定している。即ち、実質割引率は2022年12月31日現在2.5%（2021年12月31日現在2.0%）である。

割引率の上昇は、特にECBの金融政策変更および経済環境のリスク上昇に起因して2021年12月31日以降に観察されたOAT債の金利上昇および社債のスプレッド拡大を反映している。

インフレ率仮定値の上昇は、同日以降、特に2023年度に係るフランスのインフレ予測、ならびに現在の地政学的および経済的な危機を背景に当該対象期間後のブレークイーブン・インフレ率予測を反映している。UFR（最終的フォワード・レート）の基礎となるインフレ仮定と整合したECBの目標水準を考慮し、引き続き長期インフレ率２%が使用されている。

さらに、実際のインフレ率が当初インフレ率を上回ったことから、2022年度末現在の経済状況に合わせて費用見積りが調整され、廃炉、使用済燃料管理および廃棄物管理引当金に対し、総額215百万ユーロの影響を与えた。

割引率の規制上の制限

割引率は２つの規制上の制限に従わなければならない。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日付政令を環境法の一環として体系化し更新）および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）に基づいて、割引率は以下より低くなければならない。

- 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日付で発効した命令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2022年12月31日現在2.85%（2021年12月31日現在2.80%）である。

上記に記載した方法により算定した2022年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.5%である。

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	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,194	10,184	16,121	10,683
-営業サイクルに関連しない金額	*3,417*	*1,607*	*3,282*	*1,726*
放射性廃棄物長期管理	36,996	12,475	36,779	14,233
核サイクル終了費用	**53,190**	**22,659**	**52,900**	**24,916**
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	21,381	12,125	20,479	12,680
閉鎖された原子力発電所の廃炉	8,219	4,969	7,718	5,050
炉心核燃料	4,189	2,434	4,349	2,660
廃炉および炉心核燃料費用	**33,789**	**19,528**	**32,546**	**20,390**
2006年６月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金		**42,187**		**45,306**

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	2022年12月31日現在		
	年度末の経済状況に基づく費用		
（単位：百万ユーロ）	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定(1)	合計
使用済燃料管理	7,892	8,302	16,194
-営業サイクルに関連しない金額	*534*	*2,883*	*3,417*
放射性廃棄物長期管理	5,422	31,574	36,996
核サイクル終了費用	**13,314**	**39,876**	**53,190**
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	499	20,882	21,381
閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,093	5,126	8,219
炉心核燃料	499	3,690	4,189
廃炉および炉心核燃料費用	**4,091**	**29,698**	**33,789**

(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42%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ36%および96%は廃炉引当金に関係する予定である。

追加情報として、以下の表は、割引率が±20ベーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りを示している。

2022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	11,379	(200)	213	170	(182)
-放射性廃棄物長期管理	12,475	(684)	769	541	(614)
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	12,125	(518)	544	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,969	(155)	165	154	(165)
-炉心核燃料	2,434	(85)	90	-	-
合計	**43,382**	**(1,642)**	**1,781**	**865**	**(961)**
専用資産で填補される金額	*31,649*	*(1,460)*	*1,591*	*764*	*(853)*

割引率が±10ベーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りは、税引前当期純利益に対する444/(490)百万ユーロを含め、(837)/894百万ユーロである。

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.594-1条以降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条以降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、主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）。

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。また同政令は、補填不足の場合の専用資産への資金配分期間を、行政当局の認可を条件に（従来の３年に代えて）最長５年に延長した。

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。特に、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、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）が設定された。このポートフォリオは、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。

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およびフランスの汎用投資ファンド（FIVG）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2022年12月31日現在の資産価額は12,192百万ユーロである（2021年12月31日現在13,106百万ユーロ）。これらのファンドは主に17本の上場ファンド総額11,000百万ユーロ（2021年12月31日現在16本の上場ファンド総額12,153百万ユーロ）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主に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、そのガバナンス機関が定義し、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。

2022年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産8,772百万ユーロを含む合計9,540百万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%、2022年12月31日現在3,791百万ユーロ（2021年12月31日現在3,343百万ユーロ）。
- 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)、Aéroports de la Côte d'Azur、Energy Assets Group、Nam Theun Power Company、（米国、カナダ、英国の）風力および太陽光発電所所有会社ならびに不動産資産所有会社（Central Sicaf、Ecowest、Korian & Partenaires Immobilier、Issy Shift、92 France）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、Teréga、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Park、Géosel、Norlys、Databank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 2022年度の専用資産の変動

専用資産による引当金の補填率が2021年12月31日現在100%超であったため（109.3%）、2022年度にはEDFは専用資産ポートフォリオへの追加義務を課されず、当年度の配分はなかった(2021年度にも当該義務はなく専用資産への配分もなかった）。

2022年度に、市場は強いインフレ圧力ならびに、インフレ期待の固定化を防ぐために大胆な措置、特に利上げが必要であるとの中央銀行および市場の認識により影響を受けた。この問題は、ウクライナ戦争およびそれによって引き起こされた欧州へのエネルギー供給の混乱によって、さらに深刻化した。この状況は当初、債券商品に影響を与え、国債（FTSE EMU国債インデックス（EGBI））は-18.5%と記録的な低水準で年を終えた。信用商品もまた、金利上昇とスプレッド拡大の二重の影響により、大きな打撃を受けた（FTSE EuroBIG Corporate Indexは-14.5%の下落）。しかし、当グループが設定した部分的な為替ヘッジにもかかわらず、米ドルの上昇により、米ドル建て資産のユーロ価値の下落は限定的であった。株式市場は下落したが、当面は実質金利の上昇に呼応するのみで、景気後退環境における利益へのリスクには対応していないものと見られる。市場は、中央銀行が景気後退を生み出すことなくインフレ抑制に成功することを期待しているものと見られ、2023年度はこの状況を注意深く監視する必要がある。

専用資産ポートフォリオ（投資ファンドおよび株式）の公正価値における(3,096)百万ユーロのマイナスの変動（2021年度は2,739百万ユーロのプラスの変動）が、2022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(875)百万ユーロのマイナスの変動（2021年度は(244)百万ユーロのマイナスの変動）は、2022年度のOCIに認識された（注記18.1.2を参照）。

2022年度にEDF Investは、通信インフラ（Norlys Fiber、デンマークの光ファイバー網）、デジタルインフラ（DataBank、米国のデータセンターのグループ）の少数持分および分散された非上場投資ファンド持分を購入し、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。EDF Investはまた、Thyssengas（ドイツのガス網）に対する全持分、Transport Stockage Hydrocarbures/Géoselグループ（フランスの塩洞窟での石油貯蔵）に対する持分の一部、および米国のMiRose風力発電所の50%も売却した。

2022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416百万ユーロ（2021年度389百万ユーロ）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。

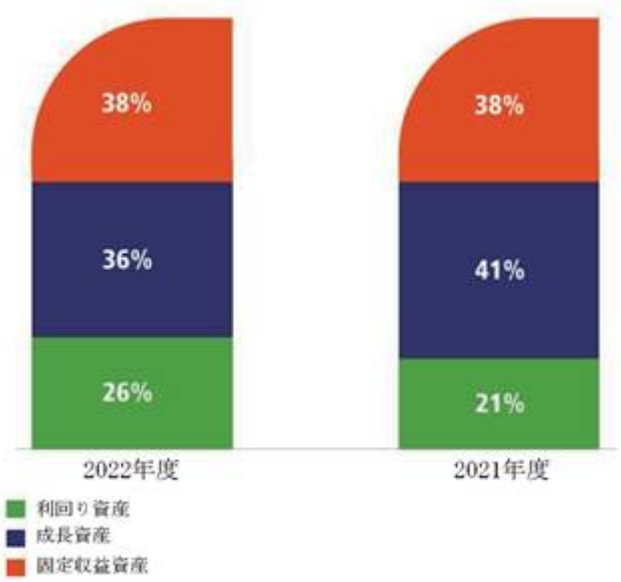
		2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	連結貸借対照表表示	帳簿価額	実現可能価額	帳簿価額	実現可能価額
利回り資産（EDF Invest）		**6,477**	**8,772**	**5,626**	**7,908**
CTE	関連会社に対する投資(1)	1,766	3,791	1,478	3,343
その他の関連会社	関連会社に対する投資(2)	2,268	2,495	2,567	2,923
その他の非上場資産	負債証券および持分証券ならびにその他の純資産(3)	2,422	2,465	1,581	1,642
デリバティブ	デリバティブの公正価値	21	21	-	-
成長資産		**12,251**	**12,251**	**15,320**	**15,320**
投資ファンド中の株式	負債証券	11,625	11,625	14,815	14,815
非上場株式ファンド（EDF Invest）	負債証券	553	553	519	519
デリバティブ	デリバティブの公正価値	73	73	(14)	(14)
固定収益資産		**12,881**	**12,881**	**14,226**	**14,226**
債券	負債証券	11,264	11,264	13,007	13,007
非上場債券ファンド（EDF Invest）	負債証券	215	215	199	199
現金ポートフォリオ	負債証券	1,414	1,414	1,016	1,016
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(12)	(12)	4	4
専用資産合計		**31,609**	**33,904**	**35,172**	**37,454**

(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2,299百万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。

2022年度および2021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）。



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）	2022年12月31日現在	2021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	1,607	1,726
放射性廃棄物長期管理引当金	12,475	14,233
原子力発電所廃炉引当金	17,094	17,730
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	473	587
長期原子力債務の現在原価	**31,649**	**34,276**
専用資産の実現可能価額	**33,904**	**37,454**
規制上の填補率	**107.1%**	**109.3%**

2022年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の107.1%が専用資産によって填補されていた。2022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潜在的な規制上の上限は適用がなかった。2023年１月31日現在、2023年１月の金融市場の顕著な好転に伴い、原子力引当金（2022年12月31日現在の測定値）の109.7%が専用資産によって填補されていた。

2021年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の109.3%が専用資産によって填補されていた。同様に、規制上の上限は適用がなかった。

15.2　EDF Energyの原子力引当金

EDF Energyに関連する長期原子力コミットメント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2022年12月31日現在15,148百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- EDF Energyは、再編契約に基づく原子力負債基金（NLF）による契約外債務または廃炉債務の未払額、および英国政府による契約債務（過去の負債）に係る未払額に相当する債権を資産として報告している。

これらの債権は資金調達を目的とする債務と同じ実質利率により割り引かれている。これらの債権は、連結貸借対照表の「金融資産」（注記18.1.3を参照）に2022年12月31日現在14,000百万ユーロ（2021年12月31日現在15,986百万ユーロ）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)	2021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	2022年12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,401	21	(166)	194	(72)	(94)	1,284
廃棄物除去および調整引当金	639	1	-	80	(25)	(322)	373
放射性廃棄物長期管理引当金	1,415	2	-	181	(63)	(469)	1,066
核サイクル終了引当金	**3,455**	**24**	**(166)**	**455**	**(160)**	**(885)**	**2,723**
原子力発電所廃炉引当金	12,595	3	(623)	1,588	(637)	(1,630)	11,296
炉心核燃料引当金	1,839	-	(576)	25	(72)	(87)	1,129
廃炉および炉心核燃料引当金	**14,434**	**3**	**(1,199)**	**1,613**	**(709)**	**(1,717)**	**12,425**
原子力発電関連引当金	**17,889**	**27**	**(1,365)**	**2,068**	**(869)**	**(2,602)**	**15,148**

「その他の変動」は、英国政府および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。

「その他の変動」の全体的な変動は、主に英国の実質割引率の上昇（特に核サイクル終了および廃炉引当金に係る+100ベーシス・ポイント）に起因し、これにより(2,934) 百万ユーロの引当金が減少した。

計画通りに、2022年度にEDF Energyは、ハンタートンB発電所およびヒンクリー・ポイントB発電所における発電を終了した（それぞれ2022年１月７日および2022年８月１日）。燃料除去は、ハンタートンBについては2022年５月16日に、ヒンクリー・ポイントBについては2022年９月14日に開始された。その結果、炉心核燃料引当金が(576)百万ユーロ減少し、原子炉内に残存する燃料在庫に相当する核燃料在庫が同額減少した。

15.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energyの取得後に原子力負債基金（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、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。2022年12月31日現在、対応する引当金は90百万ユーロである。
- 「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。

2021年６月23日にEDF Energyと英国政府は、当該再編契約の更新契約に署名した。当該契約の変更および明確化により、適格費用の回収が確認され、かつEDF Energyの責任下でAGR発電所が燃料除去を終了するとその後の廃炉作業に責任を負うNDAに移転される旨が規定されている。これらの改訂後契約は、2022年12月31日現在の当グループの財務諸表に影響を与えない。

2020年度に提出された廃炉計画提出のフェーズ１（DPS 20）は、燃料除去負債の更新であり、2021年６月にNDAの承認を受けた。

以前2020年度に提出したAGRの燃料除去費用見積りを更新する統合計画22（IP 22）は、2021年12月に非原子力負債保証チーム（NLA）の承認を受けた。

廃炉計画提出のフェーズ２（DPS 21）は、AGR発電所に関するその他のすべての廃炉活動の更新、サイズウェルBの廃炉および未契約負債免除計画（UCLDP）を含んでおり、2022年８月にNLAの承認を受けた。

IP22およびDPS21のそれぞれの費用見積りを更新したIP23は、2022年12月にNLAの承認を受けた。

IP23による費用見積りは、2021年度における耐用年数延長に伴うサイズウェルBの廃炉費用の繰延べを織り込んでおり、2022年12月31日現在のEDF Energyの核サイクル終了および原子力発電所廃炉引当金の基礎となっている。

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。AGR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）	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用(1)	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用(1)	引当金の現在価値
使用済燃料管理	3,695	1,284	2,725	1,401
廃棄物除去および調整	1,867	373	2,154	639
放射性廃棄物長期管理	5,158	1,066	5,126	1,415
核サイクル終了費用	**10,720**	**2,723**	**10,005**	**3,455**

(1) 年度末の経済状況に基づく費用は、原子炉の耐用年数にわたる使用済燃料および関連廃棄物管理を含む（サイズウェルBのみ将来装荷燃料を含む）。引当金は、現在までに約定された燃料に基づいている。

15.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金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、2021年６月に更新された再編契約は、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NDAに移転される旨を規定している。

これらの契約の署名の結果、廃炉引当金ないしNLFおよび英国政府からの払戻額を示す債権への即時の会計上の影響はない。原子力廃炉負債および関連資産は、当該契約の運用開始フェーズ中に認識中止される。

2020年度初めに提出され2021年６月にNDAの承認を受けた廃炉計画提出のフェーズ１（DPS 20）は、燃料除去負債の更新であり、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。

2021年12月にNLAの承認を受けた統合計画22（IP 22）は、以前2020年度に提出したAGRの燃料除去費用見積りを更新するものであり、この結果、2021年12月31日現在の引当金は９億ユーロ増加した。この増加は、主に2021年６月におけるダンジェネスBの計画外の早期発電終了（従来は2028年度予定）の結果、特にこの閉鎖の計画外の性質に起因して燃料除去期間が延長された（従って費用が増加した）ことによる。

さらに、2021年度にEDF Energyは、AGR発電所に関するその他の廃炉活動、サイズウェルBの廃炉およびUCLDPの更新を含む廃炉計画提出のフェーズ２（DPS 21）に関する費用見積りを更新した。更新された費用見積りは2021年12月31日現在の２億ユーロの引当金増加に相当し、ダンジェネスの計画外の早期発電終了（従来は2028年度予定）および2028年度（従来は2030年度）に予定されているヘイシャム２号機とトーネスAGR発電所の閉鎖に関する新たな仮定による増加方向の影響、ならびにサイズウェルB（PWR発電所）の2021年12月31日付の減価償却期間延長による減少方向の影響を含む。上述の通り、DPS 21のフェーズ２は、2022年８月にNLAの承認を受けた。

IP22およびDPS21の費用見積りを更新したIP23は、2022年12月にNLAの承認を受けた。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在		2021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	**20,875**	**11,206**	**19,864**	**12,494**

15.2.4 原子力発電関連引当金の割引

2020年12月31日から、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、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ブ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の格付の社債のスプレ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た核サイクル終了および原子力発電所廃炉引当金の算定に使用された実質割引率は2022年12月31日現在2.9%（2021年12月31日現在1.9%）である。

15.3 ベルギーの原子力引当金

ベルギーでは、2003年４月11日付法律により、Synatom（Engieグループの子会社）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、2022年12月31日現在377百万ユーロ（2021年12月31日現在272百万ユーロ）。
・ 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）、2022年12月31日現在253百万ユーロ（2021年12月31日現在282百万ユーロ）。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。

2022年12月31日現在、ベルギーの原子力引当金は、2022年12月16日にSynatomおよびElectrabel（ENGIEグループ子会社）に通知された原子力引当金委員会の結論を取り入れた原子力引当金の３年間の見直しを反映している。当該見直しに伴い、廃炉引当金は183百万ユーロ増加した。

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。

従業員給付債務の計算および認識

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およびEDF PEI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。

この制度間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、IEGの元従業員（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、IEGの元従業員および現従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngie（旧GDF-Suez）グループの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価(主に限界生産コストおよび税金に依存する)を基に評価されている。これにはEngieとの間のエネルギー交換契約に基づく支払額も含む。
- 退職慰労金：老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合にはその被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- 忌引手当：休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第５項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの３か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

EDF Energy

英国の年金債務については、EDF Energyの３つの確定給付型年金制度（BEGG（British Energy発電グループ）、EEGSG（EDF Energy発電および供給グループ）およびEEPS（EDF Energy年金制度））が2021年12月31日付で閉鎖され、「マイ・リタイアメント・プラン」と称する確定拠出型の新制度に置き換えられた。旧制度の下で閉鎖日までに確定した権利は引き続き存続し、対応する債務は割引率やインフレ率の変化に応じて更新されるが、新規加入者や昇給の影響は受けない。一方、閉鎖された制度は「電力供給年金制度（ESPS）のEDFグループ」（EDFG）と称する単一の制度に統合された。

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	790	792
従業員給付引当金－非流動部分	16,231	21,716
従業員給付引当金	**17,021**	**22,508**

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
2021年12月31日現在債務	**35,436**	**10,410**	**910**	**46,756**
2022年度純費用	1,110	222	65	1,397
数理計算上の損益	(9,260)	(3,386)	(143)	(12,789)
従業員による拠出	-	1	-	1
給付支払額(2)	(1,232)	(439)	(50)	(1,721)
連結範囲の変更	-	-	1	1
換算調整	-	(407)	-	(407)
その他の変動	-	-	(8)	(8)
2022年12月31日現在債務	**26,054**	**6,401**	**775**	**33,230**

（単位：百万ユーロ）	フランス(1)	英国	その他	合計
2021年12月31日現在制度資産	**(13,411)**	**(13,124)**	**(446)**	**(26,981)**

2022年度純費用	(171)	(242)	(6)	(419)
数理計算上の損益	3,737	5,505	53	9,295
雇用主による拠出	-	(102)	(55)	(157)
従業員による拠出	-	(1)	-	(1)
給付支払額	447	439	13	899
連結範囲の変更	-	-	-	-
換算調整	-	486	(13)	473
その他の変動	-	-	7	7
2022年12月31日現在制度資産	**(9,398)**	**(7,039)**	**(447)**	**(16,884)**

（単位：百万ユーロ）	フランス(1)	英国	その他	合計
2021年12月31日現在従業員給付純負債(2)	**22,025**	**(2,714)**	**464**	**19,775**
2022年度純費用	939	(20)	59	978
数理計算上の損益	(5,523)	2,119	(90)	(3,494)
雇用主による拠出	-	(102)	(55)	(157)
給付支払額	(785)	-	(37)	(822)
連結範囲の変更	-	-	1	1
換算調整	-	79	(13)	66
その他の変動	-	-	(1)	(1)
2022年12月31日現在従業員給付純負債	**16,656**	**(638)**	**328**	**16,346**
このうち：				
従業員給付引当金				17,021
非流動金融資産(2)				(675)

(1) フランスは、「フランス―発電と供給」および「フランス―規制業務」の２つの事業セグメントから成っている（注記16.2を参照）。

(2) 2021年12月31日現在の純負債は従業員給付引当金22,508百万ユーロおよび非流動金融資産(2,733)百万ユーロから構成されており、その純額は19,775百万ユーロであった。

2022年度の債務に係る数理計算上の損益

2022年度の債務に係る数理計算上の損益は(12,789)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(9,260)百万ユーロ
  - 割引率の変動(16,997)百万ユーロ
  - 人口統計上の仮定の変更(145)百万ユーロ
  - インフレ率の変動5,045百万ユーロ
  - 2022年度に決定され2023年１月から適用される昇給措置の影響2,276百万ユーロ
  - 実績による調整の変動561百万ユーロ
- 英国における(3,386)百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率（(4,475)百万ユーロ）および実績による調整（1,257百万ユーロ）の変動に関連する（注記16.1.2を参照）。

2021年度の債務に係る数理計算上の損益は(239)百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- 以下の結果であるフランスにおける110百万ユーロ
  - 割引率の変動(3,099)百万ユーロ
  - 実績による調整の変動(540)百万ユーロ
  - ARRCO-AGIRC契約における変動151百万ユーロ
  - インフレ率の変動3,598百万ユーロ
- 英国における(356)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）。

2022年度の制度資産に係る数理計算上の損益

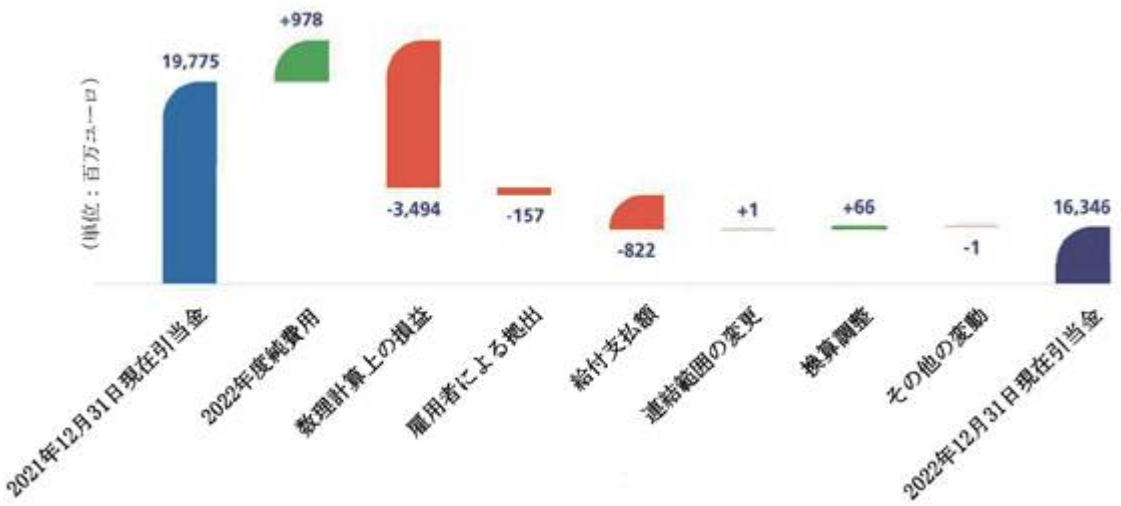
2022年度の制度資産に係る数理計算上の損益は9,295百万ユーロである。これは主に、債券および株式市場の下落局面での、フランスにおける変動3,737百万ユーロおよび英国における変動5,505百万ユーロによるものである。

2022年12月31日現在の従業員給付純負債

2022年12月31日現在の純負債は16,346百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- フランスにおける16,656百万ユーロ。
- 以下を反映した英国における(638)百万ユーロ。EDF EnergyによるEDFG年金制度の積立超過の認識、2021年12月31日現在の2,733百万ユーロに対し、合計658百万ユーロ。この積立超過は、当期中にわたる大幅な金利上昇に伴う制度資産のマイナスの運用成績に起因して減少し、貸借対照表上、資産の「非流動金融資産」に認識されている。

2022年度における純負債の変動は以下の通りである。



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。

	フランス		英国	
（単位：%）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	3.90%	1.30%	4.75%	1.90%
インフレ率	2.30%	1.70%	2.90%	2.95%
昇給率(2)	3.70%	2.80%	2.65%	2.70%

(1) 資産から生じる受取利息は割引率を使用して計算されている。この受取利息と実際の資産の運用収益との間の差額は自己資本の数理計算上の損益に計上されている。

(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。

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。

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、フランスの2022年12月31日現在の通常割引率を3.90%に設定している（2021年12月31日現在1.30%）。割引率の上昇は、基本的に、2022年度中に観察されたリスクフリー・レートの上昇に関係している。

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、2022年12月31日現在2.30%である（2021年12月31日現在1.70%）。

債務の算定に当たり、2022年度に署名された昇給協定が考慮されている。2024年度以後については、これらの算定のために参照される賃金法は、近年観察された平均昇給（非経常的影響を調整後）に基づいている。

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。

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

	2022年12月31日	
（単位：百万ユーロ）	フランス	英国
割引率の25ベーシス・ポイント増減の影響	(1,066) / 1,144	(269) / 256
インフレ率の25ベーシス・ポイント増減の影響	1,115 / (1,043)	235 / (238)
昇給率の25ベーシス・ポイント増減の影響	1,028 / (964)	n.a.

n.a.：該当なし。

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

	2022年度			
（単位：百万ユーロ）	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(779)	(32)	(52)	(863)
過去勤務費用	-	-	(2)	(2)
数理計算上の損益－長期給付	131	-	-	131
営業費用として計上された純費用	**(648)**	**(32)**	**(54)**	**(734)**
利息費用（割引の影響）	(462)	(190)	(11)	(663)
制度資産の運用収益	171	242	6	419

金融損益に含まれた純利息費用	**(291)**	**52**	**(5)**	**(244)**
損益計算書に計上された従業員給付費用	**(939)**	**20**	**(59)**	**(978)**
数理計算上の損益－雇用後給付	9,260	3,386	143	12,789
制度資産に係る数理計算上の損益	(3,737)	(5,505)	(53)	(9,295)
数理計算上の損益	**5,523**	**(2,119)**	**90**	**3,494**
換算調整	**-**	**(79)**	**13**	**(66)**
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	**5,523**	**(2,198)**	**103**	**3,428**

	2021年度			
（単位：百万ユーロ）	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(793)	(223)	(25)	(1,041)
過去勤務費用	-	35	-	35
数理計算上の損益－長期給付	(123)	-	(6)	(129)
営業費用として計上された純費用	**(916)**	**(188)**	**(31)**	**(1,135)**
利息費用（割引の影響）	(321)	(168)	(9)	(498)
制度資産の運用収益	119	196	4	319
金融損益に含まれた純利息費用	**(202)**	**28**	**(5)**	**(179)**
損益計算書に計上された従業員給付費用	**(1,118)**	**(160)**	**(36)**	**(1,314)**
数理計算上の損益－雇用後給付	(110)	356	(7)	239
制度資産に係る数理計算上の損益	287	859	22	1,168
数理計算上の損益	**177**	**1,215**	**15**	**1,407**
換算調整	**-**	**123**	**-**	**123**
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	**177**	**1,338**	**15**	**1,530**

フランスにおける債務に係る数理計算上の損益は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
実績による調整	(767)	437
人口統計上の仮定の変更	145	1
財務上の仮定の変更(1)	10,013	(671)
債務に係る数理計算上の損益	**9,391**	**(233)**
このうち：		
雇用後給付に係る数理計算上の損益	*9,260*	*(110)*
長期給付に係る数理計算上の損益	*131*	*(123)*

(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－発電と供給」および「フランス－規制業務」（注記4.1を参照）の２つの事業セグメントは、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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
現職従業員	12,831	18,463
退職者	13,223	16,973
債務	**26,054**	**35,436**

16.2.2　性質別の従業員給付引当金

2022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
2022年12月31日現在の雇用後給付引当金	**24,650**	**(9,398)**	**15,252**
内訳：			
年金	19,564	(8,827)(1)	10,737
現物給付（電力／ガス）	3,129	-	3,129
退職慰労金	754	(557)	197
その他	1,203	(14)	1,189
2022年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	**1,404**	**-**	**1,404**
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,191	-	1,191
長期勤続報奨	188	-	188
その他	25	-	25
2022年12月31日現在の従業員給付引当金	**26,054**	**(9,398)**	**16,656**

(1) 主にEDF SAの制度資産（2022年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は49%であった）。

2021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
2021年12月31日現在の雇用後給付引当金	**33,813**	**(13,411)**	**20,402**
内訳：			
年金	26,196	(12,620)(1)	13,576
現物給付（電力／ガス）	4,925	-	4,925
退職慰労金	897	(776)	121
その他	1,795	(15)	1,780
2021年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	**1,623**	**-**	**1,623**
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,362	-	1,362
長期勤続報奨	230	-	230
その他	31	-	31
2021年12月31日現在の従業員給付引当金	**35,436**	**(13,411)**	**22,025**

(1) 主にEDF SAの制度資産（2021年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は53%であった）。

16.2.3 制度資産

2022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9,398百万ユーロ（2021年12月31日現在13,411百万ユーロ）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65%。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33%。国外の株式から成る。
- 不動産投資に２%。

制度資産の内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
制度資産	**9,398**	**13,411**

特別年金給付向け資産	**8,827**	**12,620**
内訳（%）		
上場負債商品（債券）	65%	67%
上場資本性金融商品（株式）	33%	33%
不動産資産	2%	-
退職慰労金向け資産	**557**	**776**
内訳（%）		
上場負債商品（債券）	69%	67%
上場資本性金融商品（株式）	31%	33%
その他の制度資産	**14**	**15**

2022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59%はAAAおよびAA格付の債券
- 合計の約41%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約59%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。

2022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62%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19%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2021年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

年金制度資産のフランスにおける2022年度の運用成績は-27.1%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	1,258	1,237
１－５年	4,493	3,997
５－10年	5,765	4,265
10年超	53,963	16,555
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	**65,479**	**26,054**

2022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16.8年であった。

16.3 英国

16.3.1 債務の受給者別の内訳

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
現職従業員	2,603	5,837
退職者	3,798	4,573
債務	**6,401**	**10,410**

16.3.2 制度資産

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
制度資産	**7,039**	**13,124**
内訳（%）		
上場資本性金融商品（株式）	0%	10%
上場負債商品（債券）	62%	60%
不動産	10%	5%
現金および現金同等物	3%	5%
その他（未公開株式を含む）	25%	20%

2022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67%はAAAおよびAA格付の債券
- 合計の約33%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約65%は主に英国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

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 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	235	256
１－５年	1,003	897
５－10年	1,414	1,025
10年超	12,098	4,223
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	**14,750**	**6,401**

2022年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は17.2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）	注記	2022年12月31日現在 流動	非流動	合計	2021年12月31日現在 流動	非流動	合計
その他の施設廃止引当金	*17.1*	127	2,006	2,133	95	1,872	1,967
その他の引当金	*17.2*	3,885	2,665	6,550	3,245	3,570	6,815
その他の引当金合計		**4,012**	**4,671**	**8,683**	**3,340**	**5,442**	**8,782**

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	合計
2022年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	**987**	**108**	**192**	**418**	**428**	**2,133**
2021年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	770	123	188	443	443	1,967

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。2022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153百万ユーロが、Framatomeにつき110百万ユーロ、Cyclife Franceにつき43百万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の専用資産は、その実現可能価額がFramatomeは92百万ユーロ、Cyclife Franceは53百万ユーロであり、規制上の填補率は、Framatomeが83%、Cyclife Franceが123%であった。Framatomeでは、2020年７月１日付政令2020-830に従って、５年以内に100%以上の填補率に達するための計画を現在策定している最中である。

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）	2021年12月31日現在	増　加	減　少 使用	戻入	範囲の変更	その他の変動(1)	2022年12月31日現在
子会社および投資関連リスク引当金	585	315	(17)	(257)	(9)	(12)	605
税金負債引当金(法人所得税を除く)	112	2	(56)	(10)	(1)	2	49
訴訟引当金	327	89	(66)	(32)	-	3	321
不利な契約に係る引当金	1,651	117	(360)	(654)	(3)	(113)	638
環境計画関連引当金	1,572	2,341	(1,932)	(2)	-	(53)	1,926
その他のリスクおよび損失引当金	2,568	4,197	(3,553)	(164)	1	(38)	3,011
合計	**6,815**	**7,061**	**(5,984)**	**(1,119)**	**(12)**	**(211)**	**6,550**

(1) その他の変動は主に、Dunkerque LNGに関する不利な契約に係る引当金の調整およびユーロに対する英ポンドの上昇に起因する外国為替の影響に関係する。

不利な契約に係る引当金

不利な契約に係る引当金は、主にエネルギーおよびサービスの売買に係る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。

不利な契約に係る引当金は、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。

2022年12月31日現在、米国からの液化天然ガス（LNG）供給契約に係る引当金は全額が戻し入れられた。これは、依然として非常にボラティリティの高い市場において、米国／欧州の中期および長期のスプレッドが改善したことを受けたものである。

2022年12月31日現在、再ガス化契約に係る引当金の一部戻入が認識された。これは、ガスに関する新たな地政学的状況において欧州のターミナルがより有効に利用されたことに起因する。

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該当ある場合には省エネ証書の割り当てられた義務に基づく不足分を填補する引当金が含まれている（注記5.5.4、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。

2022年12月31日現在、基本的にEDF Energy（英国）およびLuminus（ベルギー）に関連して、同日現在の再生可能エネルギー証書の提出義務につき、1,117百万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（注記10.2を参照）。

欧州連合温室効果ガス排出枠制度(SEQE-EUまたはEU-ETS)の2021年から2030年までの第四期の主な特徴のひとつは、2030年の気候およびエネルギーの枠組みで定められた排出量削減目標および2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成することである。その主な措置は、割当量の削減を年間43百万トンに加速させることであった。

EDFグループ内でこの欧州制度に関係する企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。当グループに対する排出枠の無償割当は2020年度に中止された。

2022年12月31日現在の排出量は18百万トンであった（2021年度17百万トン）。

実際の温室効果ガス排出権は2022年12月31日現在799百万ユーロ（2021年12月31日現在380百万ユーロ）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2022年度に当グループは、EU-ETSの下で、2021年度に発生した排出に関して17百万トンを提出した（2021年度は2020年度に発生した排出に関して16百万トンを提出した）。

英国のEU離脱が実行された現在、英国は2021年４月から欧州の制度（EU-ETS）に加盟しておらず、独自の制度（英国ETS－排出量取引制度）を設定している。入札制度を採用している英国ETSは、EU-ETSと同じ部門を対象とし、概ね同様の規則で運営されており、会計処理も比較可能である。

2022年12月31日現在のEDF Energyの排出量は0.1百万トン（2021年度は２百万トン）であった。実際の温室効果ガス排出権は2022年12月31日現在で９百万ユーロ（2021年12月31日現在36百万ユーロ）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2022年度にEDF Energyは、英国ETSの下で、2021年度に発生した排出に関して２百万トンを提出した（2021年度は、2020年度に発生した排出に関して３百万トンを提出した）。

偶発事象および損失に対するその他の引当金

2022年６月30日現在、偶発事象および損失に対するその他の引当金は、2022年３月11日付政令およびその施行令により導入された追加ARENH配分に係る2022年度下半期の費用として2,749百万ユーロの引当金も含んでいた。この引当金は、当下半期に当該販売および購入が行われた時点で全額使用された。

2022年12月31日現在、偶発事象に対する引当金は、重要な契約に関する継続中の交渉に関しても認識された（注記15.1.1.1を参照）。

これらの引当金はまた、事業に関係する多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、事業再編成、約定保守義務等）も対象としている。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ついて財務諸表注記で言及しないことが認められる。

2021年12月31日現在、その他のリスクおよび損失引当金は、フランス競争当局（ADLC）に対する手続に関連する引当金を含んでいる。2022年２月22日、和解手続においてADLCは、EDFグループに対し、その支配的地位の乱用につき300百万ユーロの制裁金を科した。この引当金は、2022年７月に支払った当該費用の認識時に取り崩された。

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。

2022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2019年度の期間について、EDFは、特に特定の長期原子力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。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、当社の取った見解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の見解を支持したが、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。2021年６月17日、同行政控訴裁判所は当社に不利な判決を下し、それまで有利であった一審判決を取り消した。当社はさらに国務院に上訴し、当該上訴は2022年度後半に適格と判断された。EDFは現在、審理日程の決定を待っている。EDFは、この争議に関連して、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、2022年12月31日現在、残余リスクに対する税金負債を有している。

2012年度から2019年度の期間について、フランスの税務当局は、一部の長期原子力引当金の税務上の損金算入可能性に疑義を唱えた。2022年８月29日の判決においてモントルイユ行政裁判所は、争点となった引当金のうち１つについて当社の見解を認めたが、その他については当該税務調整を支持した。この判決の履行として当社は297百万ユーロを支払い（注記9.2を参照）、当該判決の不利な部分に対して上訴した。

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た。2022年１月25日の判決で、ヴェルサイユ行政裁判所はEDF Internationalを支持し、一審判決を取り消し、通知された更生を無効とした。2022年度初めに、EDF Internationalは支払済の全額の払戻しを受けた。2022年11月16日付決定において、国務院は同行政裁判所の判決を覆し、再審理のため同裁判所に当該訴訟を差し戻した。この決定を適用し、EDF Internationalは以前に受領済の全額を返済した（注記9.2を参照）。

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。

さらに、EDFおよびそのフランスの子会社は、URSSAF等の社会保障機関による検査を定期的に受けており、その一部は現在も進行中である。

17.3.3　太陽光発電業者との訴訟

2010年度のフランスの太陽光電力買取料金（PV買取料金）引下げの発表が、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。フランス政府は、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、新料金に基づいて、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。この料金を設定する決定は2011年３月４日に公表され、PV買取料金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、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。

予備判決申請に対応して、2017年３月15日に、欧州連合司法裁判所（CJEU）は、PV買取料金を設定した2006年７月10日および2010年１月12日付決定が、欧州委員会への事前通知なしに実施された国家補助金に該当することから違法であることを確認した。CJEUは、本件は今後、適切な判決を下すべく国内裁判所に付託するとの結論を下した。

2019年９月18日に破毀院は、当該補助金は通知が行われなかったことから違法であると判断し、結果として、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して、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。これ以後の破毀院の判決は、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。

裁判所の決定は一貫してこの判例に従ったことから、一部の生産者が国の賠償を求めて行政裁判所に訴訟を提起した。行政裁判所は現在まで生産者の損害賠償請求を退けている。

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。破毀院に提起された訴訟の有利な展開に鑑み、EDFおよびEnedisは2021年２月17日に、法廷リストからの本件の削除を申請し、依然として係属中の訴訟の最終リストを作成するために当該手続を２年間中断することを決定した。EDFおよびEnedisは、2023年２月17日までに、本民事訴訟の期限を２年間延期するための申立を行う予定である。

17.3.4　ARENH争議―不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機下において、2020年度に一部の供給業者はパリ商事裁判所長に、EDFと締結したARENH基本契約に含まれる不可抗力条項を理由に、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの全部または一部を一時停止する緊急命令を求める申請を提出した。

2020年５月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は代替供給業者４社（TotalEnergies、Gazel、AlpiqおよびVattenfall）が提出したARENH契約一時停止申請に対し、仮判決を下した。緊急申請裁判官は、不可抗力事由が成立するとの判決を下し、申請者のうち３社（TotalEnergies、GazelおよびAlpiq）について引渡しの一時停止を命じた。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年７月28日、パリ控訴裁判所は、商事裁判所のこれらの決定を支持した。2020年９月24日、EDFは破毀院に上訴を提起したが、2022年５月11日に棄却された。

一方、EDFはその権利を保護するための予防措置として、2020年６月２日に、エネルギー供給業社であるAlpiq、GazelおよびTotalEnergiesに対し、ARENH契約の終了を通知した。2020年７月１日付命令により、パリ商事裁判所長はこの終了を無効とした。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年11月19日、パリ控訴裁判所は、商業裁判所の命令を覆し、略式手続の根拠がないとして、当該終了の効力を回復した。

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。

これと並行して、EDFが不可抗力条項の適用を違法に拒否したことで生じたとする不利益についてEDFに損害賠償を求める供給業者により、本件の内容に関連する７件の訴訟が提起された。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm Energy et Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesおよびEkwateurである。

2021年４月13日、パリ商業裁判所は、Hydroptionの訴訟において本案に係る第一審判決を下し、EDFに対し、原告に5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。同裁判所は、不可抗力の条件が満たされていたと判断し、Hydroptionの要望に反してARENH引渡しを継続することで、EDFは責任を負うべき契約違反を犯したと結論付けた。2021年10月15日、パリ控訴裁判所は、不可抗力事由の免責条項は成立せず、EDFには契約の一時停止要請を満たす義務はなかったとして、EDFの責任を認めHydroptionへの損害賠償の支払を命じた限りにおいて商事裁判所の判決を覆した。2021年12月２日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は2022年１月19日に破毀院に上訴を提起し、当該手続は依然として係属中である。

2021年11月30日にパリ商事裁判所は、TotalEnergiesおよびEkwateurが提起した訴訟の本案について更に２件の判決を下し、EDFに対しTotalEnergiesに53.93百万ユーロおよびEkwateurに1.77百万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。EDFはこれら２件の判決に対して上訴しており、当該手続は依然として係属中である。

2022年12月６日にパリ商事裁判所は、Priméo Energie Grands ComptesおよびPriméo Energie Solutionsが提起した訴訟の本案について更に２件の判決を下し、EDFに対しこれら２社にそれぞれ1.73百万ユーロおよび2.36百万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。EDFはこれら２件の判決に対して上訴しており、当該手続は依然として係属中である。

本案に関するその他の訴訟は依然として係属中である。

17.3.5 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、イタリア破毀院、イタリア国務院および欧州人権裁判所（ECHR）にその取消申請を提出した。国務院に対する申請は棄却されたが、ECHRに提起した訴訟は係属中である。

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。具体的には、Edisonは、汚染区域の防止策（カバー）を完了し、浅水域のポンプおよびストック・システムを再稼働させ、土壌の更なる深部検査を行った。さらに、当社は最近、廃棄物の処理および管理に関連する環境修復のフェーズ１の計画を環境省に提出した。

2021年６月11日に、国務院は、これらの地域の修復作業に係る統合契約のベルギー企業Dec Demeへの発注取消しに関連したアブルッツォ地方行政裁判所の決定に異を唱えた環境省の訴えを却下する判決を下した。

Edisonは、2020年４月の国務院の決定を受けて、これらの地域を安全かつ汚染されていない状態にするために上述の作業を既に開始していたが、現在、その責任下における除染および廃棄物除去作業について関係機関と協議している。

・ 2019年12月18日付発表により、ペスカーラ県は、Edison SpAに対し、当該工業団地内に所在する土地の汚染除去を命じた。Edisonはこの命令に対し、ペスカーラ地方行政裁判所に異議を申し立て、当該手続は係属中である。裁判所の判決が下されるまでの間に、Edisonは現所有者との間で暫定的な契約に署名し、既存発電所の譲渡および管理ならびに環境修復活動の実用性について取り決めた。

・ 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。

2021年６月末に、仲裁裁判所は部分裁定を下し、2001年に署名されたAusimont売却契約に基づきMontedisonが与えた環境保証に関連するSolvay Specialty Polymers Italyの請求をほぼ認めた。同裁判所はEdisonに対し、2002年５月（閉鎖日）から2016年12月までの期間について91百万ユーロの賠償金の支払を命じた。この裁定の発出に当たっては仲裁裁判所の仲裁人１人による反対意見が付された。

ローザンヌのスイス連邦裁判所に対する当該裁定へのEdisonの控訴は、2022年１月に棄却された。ミラノ控訴裁判所における執行手続は2023年１月24日にEdisonの訴えが棄却されて終了したため、仲裁裁判所の裁定は執行可能となっている。Edisonは破毀院に控訴する意向である。

仲裁裁判所は、2016年12月後の期間にSolvay Specialty Polymers Italyが被った損害および当事者が負担した弁護士費用の定量化については、当事者がこの点で合意に達した場合を除いて、今後の仲裁の段階へと持ち越した。

・ 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り、現在、仮調査の段階にある。

マントヴァ―刑事および環境に関する手続

刑事手続

マントヴァの検察庁は、マントヴァ石油化学工場の特定の地域で発生したとされる環境犯罪を主張して、また2001年度政令231にも立脚して、2015年度以降Edisonに勤務している、または勤務していた一部の執行取締役および一部のEdison代表者に対して、刑事手続を開始することを決定した。このようなマントヴァ県の命令は、後述の通り、2020年４月の国務院の判決により追認された。当該手続は係属中である。

マントヴァ石油化学工場は、1990年以降はEdisonが（Montedisonの後継者として）所有も管理もしていないが、環境浄化および回復活動の大規模かつ複雑なプログラムの対象となっており、そのすべての地域が検察官の開始した手続の対象とも見なされている。ENIグループがこれらの活動を開始した。当該浄化プロジェクトが昨年６月にEdisonに移管されてからは、上述の国務院の判決を受けて、Edisonが当該活動の大部分を実施している。

環境手続

過去数年間にわたり、イタリアのマントヴァ県は、Edisonに対し、ENIおよびイタリア環境省により署名され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、これらの判決すべてを不服として、ロンバルディア地方行政裁判所のブ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、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、最初の決定を追認した。EdisonはECHRに控訴を追求し、当該手続は係属中である。ただし、上述の通り、Edisonは、以前の運営者から引き継いで一連の入札を進め、既に現地にて浄化作業を開始している。

17.3.6　フランスの競争当局（「ADLC」）による調査

2021年12月31日現在、フランスの競争当局（ADLC）は、４件の個別事項（ENGIEの訴状、温熱ネットワークに関する照会、Plümの訴状、Xélanの訴状）に関連してEDFグループを調査しており、それは2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記に記載されている。

・ 2022年度上半期において、2017年６月19日にENGIEが提出した訴状を受けた調査に重要な進展があった。当該調査は、EDFの電力およびガスの小売販売に関する商慣行、特に当該料金が廃止目前であった2015年度末から規制「緑色」および「黄色」料金を支払っている顧客のファイルへのアクセスを、EDFが要求に応じて電力供給会社に提供した状況に関連している。2016年11月に行われた捜索および押収作業で集められた文書がENGIE訴訟において使用された。2021年５月27日に、EDF、Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびChamは、電気およびガス小売の供給市場、マルチ技術管理／保守およびエネルギー最適化サービス、ならびに省エネ証書の発行につながるエネルギー制御措置に関するADLCの異議について通知を受けた。

  2022年２月22日にADLCは、電力供給部門における市場シェアの維持ならびに関連するガス供給およびエネルギー・サービス市場における地位の強化をEDFグループに可能にしたと主張される支配的地位を乱用した慣行につき300百万ユーロの制裁金を科した。EDFはこの訴訟の和解手続によって恩恵を受け、２つの確約を行った。１つ目は、「青色」規制料金の顧客ファイルを要求に応じて代替電力供給業者に提供すること、２つ目は、「青色」料金の既存および見込み顧客の電話加入手続を、市場価格契約の既存および見込み顧客の手続と分離することである。関連する引当金が、2021年12月31日現在で認識された。これは、2022年７月に支払った当該費用の認識時に取り崩された（注記17.2を参照）。

・ 2019年11月４日のADLCへの職務上の照会を受けた、温熱ネットワーク運営のためのパートナーシップ形成に関する調査において、EDF、Dalkia、Electricité de Strasbourg、ES Services EnergétiquesおよびEDEVは、2021年５月３日にADLCの最初の異議通知を、2022年７月８日に追加の異議通知を受けた。これらの通知は、双方が主張を提示する手続の第一段階であった。当事者が提示した見解に対するADLC報告者の報告書が、2023年２月15日にEDFに送付された。当事者は、この報告書に対する見解を提示するために２か月の猶予を有する。この手続は2023年度においても継続するが、最終的な結果についてはまだ何も示唆されていない。

他の２件のADLC調査には重要な進展はなかった。

最後に、2022年１月18日付決定においてADLCは、ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）がEDFに対して行った不服申立ておよび暫定措置申請を却下した。この不服申立ては、「青色」規制販売料金の廃止に関係して2020年12月31日付で後続の市場価格契約に自動的に切り替えられた非住宅顧客のデータベースへのアクセス提供をEDFが拒否したことに関係していた。ただしADLCは、ANODEの論拠について、主張された慣行の存在を立証する十分な証拠の裏付けがないと判断した。ANODEはこの決定に対し2022年３月１日付でパリ控訴裁判所に上訴を提起し、これと並行してEDFは2022年３月30日付で任意の訴訟参加を宣言した。控訴裁判所は2022年11月３日に、ADLCはANODEの訴え却下の決定をEDFに通知すべきではなかったとして、EDFの任意訴訟参加の宣言を不許可とする判決を下した。2022年11月30日に、EDFはこの不許可判決に対し上訴を提起した。ADLCの2022年１月18日付決定の本案に関する上訴手続は依然として係属中である。

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。

償却原価分類に適格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。

	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
（単位：百万ユーロ）	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定する商品	17,014	4,982	21,996	10,519	5,810	16,329
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	36	207	243	37	253	290
純損益を通じて公正価値で測定する商品	1,409	23,490	24,899	2,855	25,369	28,224
負債証券または持分証券	**18,459**	**28,679**	**47,138**	**13,411**	**31,432**	**44,843**
トレーディング・デリバティブ－プラスの公正価値	30,566	-	30,566	20,061	-	20,061
ヘッジ目的デリバティブ－プラスの公正価値	6,903	5,376	12,279	4,522	5,388	9,910
貸付金および金融債権(1)	2,105	14,457	16,562	1,943	18,789	20,732
流動および非流動金融資産	**58,033**	**48,512**	**106,545**	**39,937**	**55,609**	**95,546**

(1) 2022年12月31日現在(386)百万ユーロの減損を含む（2021年12月31日現在(299)百万ユーロ）。

トレーディング・デリバティブのプラスの公正価値の増加（+105億ユーロ）は、トレーディング業務に使用されるデリバティブの価値の増加によるものであり、主に2022年度に観察されたコモディティ市場の価格変動およびこれより程度は少ないが契約量の増加に関連している。

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、2022年12月31日現在で1,115百万ユーロ（2021年12月31日現在で2,597百万ユーロ）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。

	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
（単位：百万ユーロ）	リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定するもの	リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定するもの	純損益を通じて公正価値で測定するもの	合計	合計
負債証券および持分証券					
EDFの専用資産	4,627	-	22,742	27,369	31,013
流動性の高い資産	17,148	-	1,359	18,507	12,737
その他の資産(1)	221	243	798	1,262	1,093
合計	**21,996**	**243**	**24,899**	**47,138**	**44,843**

(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）	2021年12月31日現在	純増加	公正価値の変動	範囲の変更	換算調整	その他	2022年12月31日現在
リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定する商品	16,329	7,416	(2,007)	3	139	116	21,996
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	290	322	(15)	(353)	-	(1)	243
純損益を通じて公正価値で測定する商品	28,224	(770)	(2,814)	55	(6)	210	24,899
負債証券および持分証券合計	**44,843**	**6,968**	**(4,836)**	**(295)**	**133**	**325**	**47,138**

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。

	2022年度			2021年度		
（単位：百万ユーロ）	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	(1,081)	-	(206)	(202)	-	42
流動性の高い資産	(850)	-	(65)	(81)	-	21
その他の資産	-	(16)	-	-	15	-
負債証券および持分証券（3）	**(1,931)**	**(16)**	**(271)**	**(283)**	**15**	**63**

(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。

2022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(875)百万ユーロを含む、(1,660)百万ユーロ）。2021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(244)百万ユーロを含む、(346)百万ユーロ）。

2022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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
NLF向け債権	14,000	15,986
貸付金および金融債権－その他	2,562	4,746
貸付金および金融債権	**16,562**	**20,732**

2022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。

- 2022年12月31日現在総額14,000百万ユーロ（2021年12月31日現在総額15,986百万ユーロ）の原子力長期債務の填補のための原子力負債基金（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）。
- 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EDFG（ESPSのEDFグループ）年金制度の積立超過額2022年12月31日現在658百万ユーロ（2021年12月31日現在2,733百万ユーロ）（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2022年12月31日現在253百万ユーロ（2021年12月31日現在282百万ユーロ。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り引かれている（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、英国および北米の風力発電所に関連しておこなった貸付金2022年12月31日現在823百万ユーロ（2021年12月31日現在525百万ユーロ）。

貸付金および金融債権の変動

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	純増加	割引の影響	範囲の変更	換算調整	その他	2022年12月31日現在
貸付金および金融債権	20,732	(581)	-	4	(920)	(2,673)	16,562

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EDFG年金制度の積立超過額の変動に対応しており、使用された割引率の上昇を反映している。

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
現金	10,261	9,178
現金同等物	687	741
現金および現金同等物	**10,948**	**9,919**

現金の制約

2022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566百万ユーロを含む（2021年12月31日現在198百万ユーロ）（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）	2022年12月31日現在			2021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	67,340	28,713	96,053	54,334	15,072	69,406
トレーディング・デリバティブ-マイナスの公正価値(1)	-	28,884	28,884	-	22,027	22,027

ヘッジ・デリバティブ-マイナスの公正価値(1)	3,718	14,247	17,965	2,209	7,915	10,124
金融負債	**71,058**	**71,844**	**142,902**	**56,543**	**45,014**	**101,557**

(1) 注記18.7を参照。

トレーディング・デリバティブのマイナスの公正価値の増加（+69億ユーロ）は、トレーディング業務に使用されるデリバティブの価値の増加によるものであり、主に2022年度にコモディティ市場で観察された価格上昇およびこれより程度は少ないが契約量の増加に関連している。

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	金融機関からの借入金	その他の金融負債	リース負債	未払利息	合計
2021年12月31日現在残高	**49,242**	**3,690**	**10,992**	**4,337**	**1,145**	**69,406**
増加	2,971	17,126	14,108	353	204	34,762
減少	(2,833)	(476)	(1,942)	(702)	(104)	(6,057)
換算調整	(237)	21	(145)	(6)	5	(362)
連結範囲の変更	(10)	(82)	2	(19)	-	(109)
公正価値の変動	(3,983)	3	(9)	-	-	(3,989)
その他の変動(1)	-	(4)	2,109	306	(9)	2,402
2022年12月31日現在残高	**45,150**	**20,278**	**25,115**	**4,269**	**1,241**	**96,053**

(1) その他の変動は、永久劣後債の2023年１月29日付償還のコミットメントを考慮した、その他の金融負債への組替2,021百万ユーロ（注記14.4.1を参照）を含む。

2022年度の主な**社債**関連取引は、以下の通りであった。
- 2022年10月の総額30億ユーロの優先債の発行（注記18.3.2.2を参照）。
- 2022年１月の20億ユーロ、2022年６月の３億ユーロおよび2022年12月の５億ユーロからなる、当年度中における28億ユーロの社債償還。

金融機関からの借入金に関連する2022年度の主な取引は、18行の銀行からなる銀行団との131億ユーロ、22億米ドルおよび380億円（合計154億ユーロ）に係る期間３年の二者間与信枠の締結、ならびに2032年満期の欧州投資銀行の融資からの新規引出し８億ユーロであった。引出しはすべて2022年度においてこれらの与信枠から行われたものである。

2022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10,638百万ユーロおよび、買戻契約の下で銀行数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9,265百万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	金融機関からの借入金	その他の金融負債	リース負債	ヘッジ・デリバティブの終了	2022年12月31日現在
借入債務の発行	2,971	17,126	14,108	-	(40)	34,165
借入債務の返済	(2,833)	(476)	(1,942)	(702)	77	(5,876)

18.3.2.2 当グループの主要な借入

2022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	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	10/2022	12/2026	750	ユーロ	3.88%
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%
社債	EDF	10/2022	10/2029	1,000	ユーロ	4.38%
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%
社債	EDF	01/2010	01/2040	850	米ドル	5.60%
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	700	米ドル	6.00%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金受領日。

2022年10月５日に、EDFは３つのトランシェによる額面総額30億ユーロの優先債の発行を開始した。

- 750百万ユーロの社債（満期４年３か月、固定表面利率3.875%）
- 10億ユーロの社債（満期７年、固定表面利率4.375%）
- 12.5億ユーロのグリーン・ボンド（満期12年、固定表面利率4.75%）（下記を参照）。

2022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
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%
ユーロMTN（グリーン・ボンド）	EDF	11/2021	11/2033	1,850	ユーロ	1.00%
社債（グリーン・ボンド）	EDF	10/2022	10/2034	1,250	ユーロ	4.75%

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株と設定されていた。当該転換／交換比率は、EDF株主に対する2020年度の配当金分配に関し2021年６月７日から債券１口当たりEDF株式1.018株に引き上げられ、2021年度の中間配当支払に関し2021年12月２日から債券１口当たりEDF株式1.042株に引き上げられた。

2022年度において、当該転換／交換比率は、2022年４月７日の増資後に債券１口当たりEDF株式1.087株に、その後2021年度の配当金が支払われた2022年６月13日から債券１口当たりEDF株式1.124株に引き上げられた。最後に、2022年11月23日付でフランス政府が開始した簡易公開買付の結果、当該転換／交換比率はOCEANE債１口当たりEDF株式1.289株に引き上げられた。

2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した（注記２および14.1を参照）。その結果、公開買付条件の第2.6.3項（公開買付）に従い、公開買付の場合の株式割当比率の調整期間は、2023年３月１日すなわちAMFによる公開買付結果の発表から15営業日後に終了する。公開買付の場合の調整期間の終了後、株式割当比率は、公開買付の場合の調整期間前に適用されていた株式割当比率と同じ、OCEANE債１口当たり1.124株に調整される。当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求める訴訟に対するパリ控訴裁判所の判決を待つ間のフランス政府の確約により、同裁判所がAMFの承認を認め当該公開買付が再開された場合には、株式割当比率は、EDFが発表する条件に則り、公開買付の場合の新たな調整期間を遵守し、OCEANE債１口当たり1.289株に再調整される予定である。

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。

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）	債券	金融機関からの借入金	その他の金融負債	リース負債	未払利息	合計
１年未満	2,021	482	24,637	688	885	28,713
１年から５年	11,496	17,141	106	2,042	94	30,879
５年超	31,633	2,655	372	1,539	262	36,461
借入金およびその他の金融負債 2022年12月31日現在	**45,150**	**20,278**	**25,115**	**4,269**	**1,241**	**96,053**

割引前リース負債の期日は以下の通りである。

	2022年12月31日現在				2021年 12月31日現在
		期限			
（単位：百万ユーロ）	合計	１年未満	１年－５年	５年超	合計
割引前約定キャッシュ・フロー	4,844	756	2,214	1,874	4,899

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。

2022年12月31日現在

2022年12月31日現在

（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	62,269	65%	13,789	76,058	79%
米ドル	21,465	22%	(15,813)	5,652	6%
英ポンド	8,149	9%	3,284	11,433	12%
その他	4,170	4%	(1,260)	2,910	3%
借入金およびその他の金融負債	**96,053**	**100%**	**-**	**96,053**	**100%**

2021年12月31日現在

2021年12月31日現在

（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	38,003	55%	11,119	49,122	71%
米ドル	18,128	26%	(12,910)	5,218	7%
英ポンド	10,018	14%	2,410	12,428	18%
その他	3,257	5%	(619)	2,638	4%
借入金およびその他の金融負債	**69,406**	**100%**	**-**	**69,406**	**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。

LIBOR USDを指標とする変動金利借入金で、銀行間取引金利の指標改革への「切替」未了のものは（注記1.2.3を参照）、デリバティブ影響前で合計219百万ユーロ（2021年度224百万ユーロ）、デリバティブ影響後で18百万ユーロ（2021年度17百万ユーロ）である。

2022年12月31日現在

2022年12月31日現在

（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	69,748	73%	(13,784)	55,964	58%
変動金利	26,305	27%	13,784	40,089	42%
借入金およびその他の金融負債	**96,053**	**100%**	**-**	**96,053**	**100%**

2021年12月31日現在

2021年12月31日現在

（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	64,335	93%	(15,434)	48,901	70%
変動金利	5,071	7%	15,434	20,505	30%
借入金およびその他の金融負債	**69,406**	**100%**	**-**	**69,406**	**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

EDF Renewablesが所有するSPV型プロジェクト会社に対するグループ外からのプロジェクト・ファイナンス貸付は、早期償還条項を含む場合がある。この条項は、主に、関係するプロジェクト会社が一定の制限条項、特に最低の借入償還余裕率（DSCR）を遵守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信用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2,042百万ユーロの７本の借入には、借手の信用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。

2022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

2022年度にEDFは、BNPとの2,000百万ユーロを含む総額2,600百万ユーロの新規与信枠４件を締結した。総額900百万ユーロの他の４件の与信枠は満期を迎え、EIBの与信枠の利用可能残高（400百万ユーロ）は全額引き出された。

2022年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額14,051百万ユーロ（2021年12月31日現在13,039百万ユーロ）の未使用の与信枠があり、このうち10,053百万ユーロがESG基準に連動する。

	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
	合計	期限			合計
（単位：百万ユーロ）		１年未満	１年－５年	５年超	
確認与信枠	**14,051**	**2,617**	**11,412**	**22**	**13,039**

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。

2022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	2,597	2,597	-	2,093	504
負債証券	44,541	44,541	2,849	41,542	150
ヘッジ・デリバティブ	12,279	12,279	188	12,091	-
トレーディング・デリバティブ	30,566	30,566	882	28,378	1,306
現金同等物	687	687	64	623	-
公正価値で評価される金融資産	**90,670**	**90,670**	**3,983**	**84,727**	**1,960**
NLF向け債権	14,000	14,000	-	14,000	-
その他の貸付金および金融債権	2,562	2,562	-	2,562	-

償却原価で計上される金融資産	**16,562**	**16,562**	**-**	**16,562**	**-**
ヘッジ・デリバティブ	17,965	17,965	9	17,913	43
トレーディング・デリバティブ	28,884	28,884	773	27,447	664
公正価値で評価される金融負債	**46,849**	**46,849**	**782**	**45,360**	**707**
借入金およびその他の金融負債	96,053	93,264	-	93,264	-
償却原価で計上される金融負債	**96,053**	**93,264**	**-**	**93,264**	**-**

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。

2021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	1,889	1,889	3	1,413	473
負債証券	42,954	42,954	2,607	40,225	122
ヘッジ・デリバティブ	9,910	9,910	153	9,757	-
トレーディング・デリバティブ	20,061	20,061	249	19,349	463
現金同等物	741	741	34	707	-
公正価値で評価される金融資産	**75,555**	**75,555**	**3,046**	**71,451**	**1,058**
NLF向け債権	15,986	15,986	-	15,986	-
その他の貸付金および金融債権	4,746	4,746	-	4,746	-
償却原価で計上される金融資産	**20,732**	**20,732**	**-**	**20,732**	**-**
ヘッジ・デリバティブ	10,124	10,124	4	10,120	-
トレーディング・デリバティブ	22,027	22,027	322	21,216	489
公正価値で評価される金融負債	**32,151**	**32,151**	**326**	**31,336**	**489**
借入金およびその他の金融負債	69,406	78,114	-	78,114	-
償却原価で計上される金融負債	**69,406**	**78,114**	**-**	**78,114**	**-**

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７「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

EDFグループは、発電、供給およびトレーディング業務を通じて、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被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号に準拠して、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ならびに一定のコモディティ契約は、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、金利および価格リスク）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、純損益に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実に発生した時、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。

ヘッジコスト：クロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベーシス・スプレッド

ヘッジコストは、クロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベーシス・スプレッドを含む。公正価値の変動は、リサイクルを伴う自己資本に計上された後、損益計算書の総金融負債に係る費用に含まれる「財務活動に関係する支払利息」に振り替えられる。

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格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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブのプラスの公正価値	*18.1.1*	12,279	9,910
ヘッジ・デリバティブのマイナスの公正価値	*18.3.1*	(17,965)	(10,124)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		**(5,686)**	**(214)**
トレーディング・デリバティブのプラスの公正価値	*18.1.1*	30,566	20,061
トレーディング・デリバティブのマイナスの公正価値	*18.3.1*	(28,884)	(22,027)
トレーディング・デリバティブの公正価値		**1,682**	**(1,966)**

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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブ－金利リスク	*18.7.2*	1,138	3,613

ヘッジ・デリバティブ－外国為替リスク	*18.7.3*	1,638	407
ヘッジ・デリバティブ－コモディティ・リスク	*18.7.4*	(8,462)	(4,234)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		**(5,686)**	**(214)**
トレーディング・デリバティブ－金利リスク	*18.7.2*	(28)	(27)
トレーディング・デリバティブ－外国為替リスク	*18.7.3*	(217)	(45)
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*	1,927	(1,894)
トレーディング・デリバティブの公正価値		**1,682**	**(1,966)**

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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
借入金および負債の公正価値ヘッジ		(1,385)	3,148
借入金および負債のキャッシュ・フロー・ヘッジ		3,409	614
小計	***19.2***	**2,024**	**3,762**
コモディティ契約の公正価値ヘッジ		(1,091)	(492)
コモディティ契約のキャッシュ・フロー・ヘッジ		(6,959)	(3,564)
小計		**(8,050)**	**(4,056)**
在外純投資ヘッジ		173	94
専用資産の公正価値ヘッジ		93	(14)
流動性の高い資産の公正価値ヘッジ		74	-
ヘッジ・デリバティブの公正価値		**(5,686)**	**(214)**

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）	2022年12月31日現在想定元本				2021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	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
キャップの購入	8	30	35	73	-	10	-
金利取引	**8**	**30**	**35**	**73**	**-**	**10**	**-**
固定金利支払／変動金利受取	515	5,059	5,704	11,278	5,904	1,807	264
変動金利支払／固定金利受取	779	6,536	14,732	22,047	20,989	(1,713)	2,976
変動金利／変動金利	800	604	1,266	2,670	2,434	76	69
固定金利／固定金利	-	1,921	7,271	9,192	9,366	958	304
金利スワップ	**2,094**	**14,120**	**28,973**	**45,187**	**38,693**	**1,128**	**3,613**
金利デリバティブ－ヘッジ目的	**2,102**	**14,150**	**29,008**	**45,260**	**38,693**	**1,138**	**3,613**
オプションの購入	**-**	**-**	**552**	**552**	**518**	**(22)**	**-**
金利スワップ	**3,407**	**5,172**	**970**	**9,549**	**1,006**	**(6)**	**(27)**
金利デリバティブ－トレーディング目的	**3,407**	**5,172**	**1,522**	**10,101**	**1,524**	**(28)**	**(27)**

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。

2022年12月31日現在：

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在受取想定元本				2022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	2022年12月31日現在
為替予約取引	4,451	1,010	-	5,461	4,405	964	-	5,369	87
スワップ	25,682	9,303	15,647	50,632	25,257	8,992	14,720	48,969	1,531
オプション	-	1,693	-	1,693	-	1,828	-	1,828	20
通貨デリバティブ－ヘッジ目的	**30,133**	**12,006**	**15,647**	**57,786**	**29,662**	**11,784**	**14,720**	**56,166**	**1,638**
先渡取引	9,979	6,281	25	16,285	9,940	6,131	23	16,094	149
スワップ	22,274	7,457	231	29,962	22,484	7,694	225	30,403	(366)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-
通貨デリバティブ－トレーディング目的	**32,253**	**13,738**	**256**	**46,247**	**32,424**	**13,825**	**248**	**46,497**	**(217)**

2021年12月31日現在：

	2021年12月31日現在受取想定元本				2021年12月31日現在付与想定元本				公正価値
（単位：百万ユーロ）	１年未満	１－５年	５年超	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計	2021年12月31日現在
為替予約取引	3,251	652	-	3,903	3,273	629	-	3,902	-
スワップ	23,421	6,506	17,195	47,122	23,362	6,311	16,921	46,594	406
オプション	553	119	-	672	556	113	-	669	1
通貨デリバティブ－ヘッジ目的	**27,225**	**7,277**	**17,195**	**51,697**	**27,191**	**7,053**	**16,921**	**51,165**	**407**
先渡取引	7,003	7,872	-	14,875	6,982	7,772	-	14,754	84
スワップ	24,729	4,018	263	29,010	24,810	4,048	257	29,115	(128)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-
通貨デリバティブ－トレーディング目的	**31,732**	**11,890**	**263**	**43,885**	**31,792**	**11,820**	**257**	**43,869**	**(44)**

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。

		2022年12月31日現在					2021年12月31日現在	
		想定元本純額					想定元本純額	
(単位：百万ユーロ)	測定単位	１年未満	１－５年	５年超	合計	公正価値		公正価値
電力	TWh	(1)	17	-	16	(3,619)	(31)	(3,808)
ガス	百万サーム	1,137	(864)	-	273	(4,999)	943	(925)
石油製品	千バレル	5,263	6,781	-	12,044	96	14,097	166
二酸化炭素	千トン	2,490	1,646	-	4,136	60	7,224	333
その他のコモディティ		-	-	-	-	-	-	-
コモディティ・デリバティブ－ヘッジ目的						**(8,462)**	**-**	**(4,234)**

2022年12月31日現在のヘッジに使用されたコモディティ・デリバティブのマイナスの公正価値（(85)億ユーロ）は、主に2022年度のコモディティ価格の上昇に起因して、電力およびガスのヘッジ手段について契約上の行使価格／市場価格のスプレッドが拡大したことによる。

これらの要因によって、2022年度と2021年度の公正価値の差額も生じており、基本的にフランス―発電と供給セグメント、英国セグメントおよびイタリア・セグメントで実施されたヘッジに関連している。

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	2022年12月31日現在		2021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	(13)	(1,090)	(111)	(1,719)
ガス	百万サーム	(2,497)	2,990	47,423	630
石油製品	千バレル	4,065	46	6,812	17
二酸化炭素	千トン	(1,417)	(28)	(7,880)	(628)
石炭および運賃	百万トン	(1)	15	-	(48)
その他のコモディティ		-	(6)	-	(146)
コモディティ・デリバティブ－トレーディング目的			**1,927**		**(1,894)**

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）	2022年度			2021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(4)	392	-	(1)	(98)	-	-
為替ヘッジ	2,653	598	92	2,684	720	(38)
在外純投資ヘッジ	308	-	-	(1,078)	(405)	-
コモディティ・ヘッジ	(9,002)	(3,131)	(2)	(7,356)	(2,198)	(2)
ヘッジ・デリバティブ(3)	**(5,649)**	**(2,533)**	**89**	**(5,848)**	**(1,883)**	**(40)**

(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。

(4) 2022年度における自己資本に計上された公正価値の変動総額は、クロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベーシス・スプレッドに起因するヘッジコストの公正価値の変動+155百万ユーロを含む。これらの変動は、損益計算書の総金融負債に係る費用に含まれる「財務活動に関係する支払利息」を通じて損益に振り替えられる（注記8.1を参照）。

2022年度における自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の公正価値の変動総額は、リサイクルを含めて（3,116)百万ユーロ（2021年度は(3,965)百万ユーロ）である。

2022年度のこの変動は、在外純投資ヘッジの公正価値の変動総額+308百万ユーロ（2021年度(673)百万ユーロ）、金利、為替およびコモディティ・ヘッジの公正価値の変動総額(3,579)百万ユーロ（2021年度(3,292)百万ユーロ）、ならびにクロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベーシス・スプレッドに起因するヘッジコストの公正価値の変動総額2022年度+155百万ユーロによるものである。連結包括利益計算書を参照のこと。

2022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(3,131)百万ユーロであり、以下のものから構成される。

- フランス―発電と供給および英国セグメントに関するガス・ヘッジ契約(1,794)百万ユーロ
- フランス―発電と供給および英国セグメントに関する電力ヘッジ契約(1,218)百万ユーロ
- その他のヘッジ契約(119)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。

2022年12月31日現在

			IAS第32号による相殺後残高			一般的な相殺契約の対象金額（IAS第32号による相殺対象外）		
（単位：百万ユーロ）	貸借対照表計上額	相殺対象外残高	認識総額（相殺前）	IAS第32号による相殺総額	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	42,845	4,493	76,159	(37,807)	38,352	(3,548)	(7,289)	27,515
デリバティブの公正価値－負債	(46,849)	(5,533)	(79,123)	37,807	(41,316)	3,548	7,503	(30,265)

2021年12月31日現在

			IAS第32号による相殺後残高			一般的な相殺契約の対象金額（IAS第32号による相殺対象外）		
（単位：百万ユーロ）	貸借対照表計上額	相殺対象外残高	認識総額（相殺前）	IAS第32号による相殺総額	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	29,971	3,948	70,140	(44,117)	26,023	(1,645)	(8,309)	16,069
デリバティブの公正価値－負債	(32,151)	(5,316)	(70,952)	44,117	(26,835)	1,645	5,996	(19,194)

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。

2022年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	注記	2022年度 総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					**(17,940)**
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*	**3,160**	**(822)**	**(12)**	**2,326**
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*	**849**	**(227)**	**-**	**622**
減損		**1,905**	**(132)**	**(478)**	**1,295**
－固定資産の減損(2)	*10.8.1および10.8.2*	*1,762*	*(121)*	*(478)*	*1,163*
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損(3)	*12.3*	*143*	*(11)*	*-*	*132*
その他の項目		**858**	**181**	**(4)**	**1,035**
－その他の営業収益および営業費用	*7*	*687*	*(141)*	*(4)*	*542*
－資本性金融商品の財務リスクに対する引当金		*187*	*-*	*-*	*187*
－税務訴訟関連費用		*-*	*322*	*-*	*322*
－その他		*(16)*	*-*	*-*	*(16)*
純利益－非経常的項目を除く					**(12,662)**

(1) 専用資産の公正価値ヘッジを含む。

(2) 2022年度におけるこの減損は特に、EDF Energyののれん（(1,176)百万ユーロ）、米国およびメキシコの風力発電所（(129)百万ユーロ）ならびに英国の土地の減損（(120)百万ユーロ）に関連する。

(3) 2022年度におけるこの減損は主に、米国の風力発電所((139)百万ユーロ)に関連する。

2022年12月31日現在の非経常項目を除く純利益は(12,662)百万ユーロであり、2021年度と比較して(17,379)百万ユーロ減少した。

2021年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	注記	2021年度 総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					**5,113**
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*	**(2,804)**	**776**	**3**	**(2,025)**
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*	**215**	**(66)**	**-**	**149**
減損(2)		**872**	**(177)**	**(87)**	**608**
－固定資産の減損	*10.8.1および10.8.2*	*653*	*(177)*	*(87)*	*389*
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損	*12.3*	*219*	*-*	*-*	*219*
その他の項目		**1,054**	**(152)**	**(30)**	**872**
－その他の営業収益および営業費用	*7*	*1,123*	*(220)*	*(30)*	*873*
－イタリアの税務上の資産再評価		*-*	*(103)*	*-*	*(103)*
－英国の法人所得税率の引上げ	*9.2*	*-*	*359*	*-*	*359*
－米国の繰延税金資産の認識	*9.2*	*-*	*(191)*	*-*	*(191)*
－その他		*(69)*	*3*	*-*	*(66)*
純利益－非経常的項目を除く					**4,717**

(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) 2021年度の減損はダンジェネス発電所の資産に関する(445)百万ユーロを含む。

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	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	18.3.2	96,053	69,406
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	18.7.1	(2,024)	(3,762)
現金および現金同等物	18.2	(10,948)	(9,919)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	18.1.2	(18,507)	(12,737)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	18.7.1	(74)	-
純負債額		**64,500**	**42,988**

当グループの純負債額は、2022年12月31日現在64,500百万ユーロ（2021年12月31日現在42,988百万ユーロ）である。

注記20．持続可能な開発および気候変動対策

導入と背景

EDFの**存在意義（raison d'être）「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」**ならびにCAP2030戦略に従って、当グループは、４つの課題、即ちカーボンニュートラルと気候、地球資源の保護、幸福と連帯、および責任ある開発に焦点を当てた16の企業の社会的責任(CSR)コミットメントを定義している。これらのコミットメントは、評価グリッドを用いて職務および投資プロジェクトに落とし込まれる。

これらのコミットメントおよび当グループ内におけるその実施はまた、取締役会の監督のもと、複数のガバナンス機関によっても管理および監視される（2022年度一括登録書類のセクション3.5.2「CSRガバナンス機関」を参照（訳者注：原文の書類のセクションである））。

2021年12月10日に欧州連合が、環境目標達成への貢献度に基づく経済活動の分類を意図した欧州規則2020-852第８条を採択した。この**「タクソノミ規制」**は、特に持続可能投資への資本流入を奨励することにより、2050年までのカーボンニュートラル達成に貢献する持続可能な資金調達の出現を促進する欧州戦略の一環である。これは、2022年２月２日に公表され2022年度から適用の原子力およびガス事業に関する特定の委任法により補足された。この規則に含まれる情報および指標（欧州タクソノミに沿った適格な活動に係る売上、資本的支出および営業支出の比率）は、2022年度一括登録書類のセクション3.8.4「タクソノミに係る詳細」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）。タクソノミに沿った資本的支出の金額については、以下の注記20.4を参照のこと。

当グループの財務諸表は、以下に要約する通り、気候変動および持続可能な開発に関する事項を様々なレベルで組み込んでいる。これらの課題は、当グループの投資・売却戦略、持続可能な資金調達の導入、特に適用される法令および規制に基づいて環境問題に対応して発生した特定の支出、ならび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、考慮される。

テーマ	注記	内容
温室効果ガス排出権、省エネ証書、再生可能エネルギー証書に関する規制メカニズム―注記20.1を参照	注記5.5.4「その他の項目」 注記10.2「その他の無形資産」 注記17.2「その他の引当金」	気候・環境問題は、各国に存在する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係る規制制度に準拠して対応されている。これらの制度は、損益計算書および貸借対照表の複数レベルで当グループの財務諸表に影響を与える。
原子力引当金および環境リスクを含む偶発事象および損失に対する引当金―注記20.2.1を参照	注記15「原子力発電関連引当金および専用資産」 注記17「その他の引当金および偶発債務」	これらは、以下に関連する引当金である。 - 原子力発電：核サイクル終了（使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理）引当金、発電所廃炉引当金、ならびに炉心核燃料引当金から構成されている。 - 環境対策 - 環境訴訟
資産の評価―注記20.2.2を参照	注記10.8「減損／戻入」	気候問題は、減損テストにおいて、特に欧州の脱炭素化目標に沿った長期シナリオを電力価格に適用することにより対応されている。
持続可能な資金調達―注記20.3を参照	注記18.3.2「借入金およびその他の金融負債」 注記14.4「永久劣後債」 注記18.4「未使用与信枠」	当グループは、環境指標に連動するまたはCSRプロジェクト推進のための資金調達手段を複数発行している： グリーン・ボンド、ソーシャルボンドおよびESG基準に連動する与信枠
環境および気候保護のための費用―注記20.4および20.5を参照	注記10.2「その他の無形資産」	当グループは、研究開発予算の相当部分を脱炭素化およびエネルギー・システムの移行に充てており、環境目的ないし気候変動への設備の適応目的でその他の費用を負担している。研究開発費に適用される会計方針は、注記10.2に記載されている。

20.1　規制上の費用

20.1.1　温室効果ガス排出権

EU域内排出量取引制度（EU-ETS）

欧州連合域内排出量取引制度（SEQE-EUまたは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、全EU加盟国で適用され、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、販売商品（電力、熱、鉄、紙など）の生産からの直接的な温室効果ガス排出など、経過した年度のスコープ１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100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。

取引期間の第四期（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で定められた排出量削減目標と2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成するために厳格化された（EU全体で1990年の水準に対し40%の排出量削減という全般的な目標を設定）(1)。主な措置の一つは、割当量の削減を年間43百万トン（2010年度の割当量に対し2.2%減）に加速させることであった。

(1)　現在のEU-ETS割当量の軌道は、Fit for 55パッケージを適用して行われる予定の変更をまだ含んでいない。

欧州委員会はまた、2030年までに二酸化炭素排出量を（1990年の水準と比較して）55%以上削減するとの増強された目標に欧州連合を近づけることを意図して、2021年７月に「Fit for 55」と題する提案パッケージを提示した。2022年12月に最終決定された欧州の「三者協議」により、2021年７月に欧州委員会が法的提案にて設定した当初目標が引き上げられた。ETSに関係するセクターの割当量は、2030年までに（2005年の水準と比較して）62%削減されることになる。

EDFグループ内でこの欧州規則の適用に関係する企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。

2022年12月31日現在の排出量は18百万トン（2021年度17百万トン）であった。

実際の温室効果ガス排出権は、2022年12月31日現在799百万ユーロ（2021年12月31日現在380百万ユーロ）であり、引当金に含まれている。

2022年度に当グループは、EU-ETSの下で、2021年度に発生した排出に関して17百万トンを提出した（2021年度は、2020年度に発生した排出に関して16百万トンを提出した）。

英国排出量取引制度（英国ETS）

英国のEU離脱以来、英国は独自の制度（英国ETS－排出量取引制度）を設定している。入札制度を採用している英国ETSは、EU-ETSと同じ部門を対象とし、概ね同様の規則で運営されており、会計処理も比較可能である。

2022年度のEDF Energyの排出量は0.1百万トン（2021年度は２百万トン）であった。実際の温室効果ガス排出権の影響額は９百万ユーロ（2021年度36百万ユーロ）であり、引当金に含まれている。

2022年度にEDF Energyは、2021年度に発生した排出に関して２百万トンを提出した（2021年度は、2020年度に発生した排出に関して３百万トンを提出した）。

二酸化炭素割当量の会計処理

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は、市場で購入した時点で取得原価により「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。

年度末現在において排出権に対応する引当金が設定され、これ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戻し入れられる。

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。英国はこれに相当する自国の制度を有している。

発電源証明書は、電力網を通過するこの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制度には、以下の２つがある。

- 再生可能エネルギーに係る特定の販売料金を設定する（フランスが採用する方法）。
- 発電事業者に対し再生可能エネルギー証書の一定量を提出する義務を設定する（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）。

2022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1,117百万ユーロ（2021年度1,156百万ユーロ）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。

グリーン証書の会計処理

電力を生産・販売する事業者について、

- 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。

また、証書の提出義務を反映するために引当金も計上される。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戻し入れられる。

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、欧州連合の指令および国内法を適用して国の法律が進める様々な法的措置によるエネルギー消費管理プロセスに従事している。

フランスでは、2005年７月13日付法律により、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。

第四期（2018-2021年）の省エネ義務を履行した後、EDFは、2022年１月１日に開始され2025年12月31日に終了する第五期に入っている。第五期の義務量は大幅に増加している。

EDFグループには、この義務を履行するために３つの供給源が利用可能である。それは、消費者のエネルギー効率業務の支援（例えば、2022年度には192,000件の改修プロジェクトが完了した）、国が承認した省エネ・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。

英国では、EDF Energyが自発的に、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。

省エネ証書の会計処理

省エネ証書に関して発生した費用は、関連年度の費用として「その他の営業収益および営業費用」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、当該省エネ証書在庫は将来年度の義務履行に使用することができる。

獲得した証書量が、期末日現在の累積省エネ義務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。

20.2 資産および負債の評価

20.2.1 環境問題関連引当金

これらの引当金の大部分は原子力発電関連引当金であり、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。EDF SAおよびEDF Energyに関するこれらの引当金の詳細は注記15に記載されている。

これらはまた、環境計画関連引当金も含み、これ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。これらの引当金は2022年12月31日現在で合計1,926百万ユーロであった（2021年12月31日現在1,572百万ユーロ、注記17.2を参照）。

2002年度のEdisonによるAusimont（Bussi用地）のSolvay 3への売却を受けた訴訟等、環境訴訟に関連する偶発債務も存在し、これらは注記17.3.5に記載されている。

20.2.2 資産の評価

当グループの長期資産の評価に当たり、気候問題は、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に記載した通り、長期電力価格の構築にあたっては、気候上の偶発事象による影響が、需要（特に暖房や夏場の快適性のためのエネルギー需要）、全欧州諸国の再生可能エネルギー発電（陸上・洋上風力発電、太陽光発電）、水力の貢献、およびフランスの原子力発電の環境税減税に関する仮定に織り込まれている。気候の時系列分析は欧州のEUROCORDEXモデルに基づいており、気候変動の影響を含む。気候変動が、関連する物理量（気温、雲量、風速）および最終的に2027年から2050年までの欧州電力システムに及ぼす実際の影響を過小評価するバイアスがかからないよう、意図的に保守的なアプローチが採用されている。シナリオはまた、世界レベルではパリ協定、欧州連合レベルではFit For 55やRepowerEU、フランスでは国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas Carbone）等の公的エネルギー・気候政策の目的も考慮に入れている。使用されたシナリオは、主に二酸化炭素価格の上昇を含んでおり、これは欧州における脱炭素発電、また各用途の電化を通じたより全般的な低炭素経済を後押しするものである。

当グループは、火力（ガス火力、石炭火力、石油火力）発電所の管理・運営を、主にフランスおよびイタリア、これより程度は少ないがブラジル、ラオスおよびベルギー、ならびに現在は極めて限定的であるが英国（2021年度のウエスト・バートンB売却以来、注記3.1.2を参照）で行っている。2022年12月31日現在の関係資産の正味帳簿価額は50億ユーロ（2021年12月31日現在から変動していない）であり、このうちフランスの資産は36億ユーロ、イタリアの資産は10億ユーロである。

フランス本土では、2022年12月31日現在の正味帳簿価額18億ユーロ（2021年12月31日現在19億ユーロ）のEDFの火力発電所群（CCGT、CTおよび石炭）による発電量が、2022年度のEDFの総発電量の約3.57%を占める。これらの発電所は、準ベースロードおよびピーク期間に稼働し、年間を通じて利用度が変動し、需給バランスに緊張がある場合におけるシステムの安全性に重要な役割を果たしている。2022年の冬はこれに該当した。

複数年エネルギー計画を適用した石炭火力発電の終了に伴い、ルアーブルの石炭火力発電所（0.6GW）は2021年４月１日に閉鎖され、コルドメ発電所は遅くとも2026年度に操業を停止する予定である。

EDFは、天然ガスCCGT発電所（ブレノ、マルティーグ、ブシャン）を現代化し、二酸化炭素、窒素酸化物および二酸化硫黄の大気排出を削減する予定である。特にブシャン発電所は、平均で約360g/kWhの二酸化炭素を排出している。

島部地域では、発電は主に石油火力発電所（2022年12月31日現在の正味帳簿価額18億ユーロ）およびこれより程度は少ないが水力発電所やその他の再生可能エネルギー発電所により行われている。複数年エネルギー計画により要求される場合には、EDFは液体バイオマスを燃料とする新発電所の稼働ないし既存発電所のバイオ液体燃料への転換を行う予定である。

イタリアでは、Edisonの火力発電所はCCG発電所から成る。ガスに基づく発電の開発およびその再生可能エネルギー発電との統合を支援する「エネルギーおよび気候に関する国家計画」に従って、Edisonは2019年度に最初の新世代CCG発電所（780MW）の建設をマルゲーラ・レヴァンテ用地で開始し、2020年度には、プレゼンツァーノ（カンパニア州）にて、同じ技術を使用し環境への影響が少ない（二酸化炭素排出量は全国平均より40%低く、窒素酸化物排出量は70%削減される）未開発地プロジェクト（760MW）の工事を開始した。両発電所とも、2023年度に運転開始する予定である。

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、99.6億ユーロ相当の７本のグリーン・ボンドを発行した。これらの発行は、「グリーン・ボンドの枠組み」に基づいて行われ、新規の風力・太陽光発電プロジェクトの建設、フランス本土および国外における水力発電資産の改修および近代化向け投資、エネルギー効率化プロジェクト、ならびに生物多様性保護プロジェクトの資金調達を目的としていた。

2022年７月に、当グループは「グリーン・ボンドの枠組み」の第４版を作成し、現在は、すべてのグリーンファイナンス業務を網羅する「グリーンファイナンスの枠組み」となっている。適格プロジェクトは、欧州タクソノミの基準を満たす必要がある。適用範囲には、配電網および原子力発電資産の２つの新たな適格カテゴリーが追加されている。EDFはまた、各社債の発行前に、その発行収入が原子力事業の資金として使用されるか否かを投資家に通知することも確約している。2022年10月５日に、当グループは配電網事業の資金調達のために12.5億ユーロの社債を発行した。

グリーンファイナンスの枠組みはまた、独立の機関による審査も受け、グリーンローン市場に係るベストプラクティス（Loan Syndications and Trading Associationが発行するグリーンローン原則）を遵守していることが確認された。

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１つにより認証される。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）。この認証書はEDFのウェブサイト上の持続可能な開発のページにて閲覧可能である。

20.3.2 ソーシャルボンド（ソーシャル・ハイブリッド債）

2021年５月26日にEDFは、額面総額12.5億ユーロのユーロ建て永久ソーシャル・ハイブリッド債の発行を開始した。

調達資金は、EDFグループのソーシャルボンドの枠組みにおいて定義する適格プロジェクトの資金に充当された。これらのプロジェクトには、欧州（英国を含む）における発電・配電資産の開発・保守に貢献する中小企業に対するEDFの投資支出が含まれる。

国際資本市場協会（ICMA）が公表したソーシャルボンド原則へのソーシャルボンドの枠組みの準拠性は、独立の機関により認証された。

20.3.3 二者間グリーンローン

2022年11月18日に、EDFとCrédit Agricole CIBは、EDFのグリーンファイナンスの枠組みに準拠した10億ユーロの二者間グリーンローンに署名した。この借入金は、フランスの原子炉の安全性を高め、稼働期間を40年超に延長するグラン・カレナージュ計画に貢献する。この資金は、超低炭素発電（ライフサイクル全体で１kWh当たり４gの二酸化炭素相当）を継続するために、フランスの発電所の保守に全額充当される(1)。

(1) 出典：2022年にEDFが発表し独立専門家のレビューを受けたAnalyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF。https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-11/edfgroup_acv-4_plaquette_2022111_en.pdf

20.3.4 ESG基準に連動する与信枠

EDFグループは、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（金融費用に係るコスト調整メカニズムを組み込んでいる）18件の更新可能な二者間与信枠および２件のシンジケート与信枠を有している。

- 20行超の銀行との40億ユーロ５年の「グリーン」シンジケート与信枠。マージンは３つの環境KPIに係る当グループのパフォーマンスに基づいて調整される。
- 銀行９行との15億ユーロ５年の「ソーシャル」与信枠。マージンはEDFの公正かつ包括的移行原則に焦点を当てた４つのKPIに係る当グループのパフォーマンスに基づいて調整される。
- ESG基準に連動する18件の更新可能な二者間与信枠。マージンは銀行団と選定したKPIに係る当グループのパフォーマンスに基づいて調整される。

2022年12月31日現在、未使用のESG連動の更新可能与信枠（シンジケート与信枠を含む）は、総額100.5億ユーロ超ないしEDFグループの未使用与信枠全体の72%であった（注記18.4を参照）。2022年度において、当グループは要求される指標を遵守していた。

20.4　脱炭素投資

2022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。投資額は192億ユーロであり、無形資産および有形固定資産への総投資183億ユーロ（注記４および10.7を参照）ならびに総金融投資９億ユーロを含んでいた。

2022年度において、当グループの投資の94%近くはネットゼロの軌道に乗り（2021年度94%）、このうち50%が原子力部門に関する投資であった（2021年度50%）。2022年12月31日現在の当グループの投資の66%は、現行の欧州タクソノミに従っていた（これに対し2021年度の公表値では44%および2021年度の原子力・ガス事業に係る補完的委任法の影響を含むプロフォーマ値では63%）。これは特に、フランスの原子力事業、電力網、再生可能エネルギー発電施設（太陽光発電、風力発電）、水力発電施設、ならびに一定のエネルギー・サービスへの投資を含んでいた（2022年度一括登録書類のセクション3.8.4「タクソノミに係る詳細」を参照のこと（訳者注：原文の書類のセクションである））。

EDFは、革新に特化した新興企業およびベンチャーキャピタル・ファンドへの投資（EDF Pulse Venturesプログラム）、ならびに社内起業プロジェクトの開発（EDF Pulse Incubationプログラム）により、ネットゼロ目標の達成に貢献するための革新を推進している。これらの目的で当グループは、大型輸送業界のニーズに対応して水電解により製造される低炭素水素の製造・販売会社であるHynamicsなど、子会社数社を設立している。

当グループの存在意義（raison d'être）はまた、フランスの長期原子力費用の資金確保のために保有する専用資産ポートフォリオ（2022年12月31日現在の実現可能価額339億ユーロ）に適用される管理方針、ならびに2020年度に導入した３つの点（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）に焦点を当てた責任投資家憲章にも表れている。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。

2022年度には、これらの委任管理会社の国連責任投資原則および主要国際条約への準拠性に係るレビューが実施され、気候リスクに関し上場および非上場資産について炭素排出量評価が確立された。専用資産のリスク／リターン研究に織り込まれた気候シナリオは、異なる対象期間に応じて、専用資産の価値に影響を与えうる気候ストレス・シナリオの場合に原子力引当金が積立不足となるリスクを評価するため、NGFS（金融システムのグリーン化のためのネットワーク）の勧告に従って分析された。

非上場資産については、EDF Investは、特にポートフォリオ内の会社にカーボンレビューの実施および環境フットプリントの監視を要求することにより、環境、社会およびガバナンス（ESG）上の配慮を可能な限り効果的にその投資の意思決定および投資管理に統合することに取り組んでいる。

20.5　環境および気候保護、ならびに気候変動への設備の適応のための費用

当グループは、例えば以下の行動を通じて、環境問題に取り組むコミットメントを継続している。

20.5.1　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。

2022年度に、EDFグループの研究開発予算総額は649百万ユーロであり、EDFの研究開発費473百万ユーロならびに一部の子会社、主にFramatome、EDF EnergyおよびEdisonによる個別の研究開発費から構成されている。

フランスでは、EDFの研究開発予算の99%がネットゼロ目標の達成およびエネルギー・システムの移行に充てられている。

研究開発予算は、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、エネルギーの貯蔵と生産、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。

2021年３月に開始されたCAP 2030脱炭素化火力プロジェクトは、当グループの各火力発電所に対し既存資産の脱炭素化戦略および新規脱炭素化資産の開発戦略を提供することを目的とし、関連技術やスキルの適切な統制のため、かかる脱炭素化火力発電施設の適切な時期における利用可能性を確保するためのロードマップが付されている。この結果、EDFグループのすべてのガス事業は、各事業体につき当グループの2030年度目標に沿って設定された炭素軌道（直接および間接排出の両方を含む）に従っている。

20.5.2　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築物、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

EDFグループは、2006年度から生物多様性への取り組みに注力しており、現在その生物多様性目標は、*Entreprises engagées pour la nature*（自然保護に取り組む企業）および「Act4nature international」の２つのイニシアチブを通じて行われた正式なコミットメントに反映されている。これらの自発的コミットメントには、生物多様性の主要な圧力ポイント（IPCCの生物多様性版に相当するIPBESにより識別された）への寄与の削減、生物多様性に好ましい空間や条件の再現、知識の更なる向上と共有、生物多様性ガバナンスの強化、ならびに従業員の意識向上等を目的とした約20の行動が含まれる。

これらのコミットメントに加えて、当グループは2013年度から2022年度の間に、EDF Hydroおよびその水力発電業務を通じて、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66件超、累積総投資額107百万ユーロ（受取補助金を除く）の業務を実施した。

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。2022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、1,755名の従業員に対し19,061時間の研修時間にて提供した。

加えて、社内研修後に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「気候コラージュ」共同ワークショップのグループ・レベルでの展開により、66,000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。

「気候コラージュ」と同様の概念に基づいて、「生物多様性コラージュ」は生物多様性劣化の原因についての認識を深めている。2022年度末までに1,000名の従業員に生物多様性の研修および啓発を提供するとの目標は、これを超過して達成された。

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。2022年度末までに、軽車両数は全世界で45,000台超となり（特に欧州）、22.6%超が既に電化済みであった（電気自動車10,300台超、2021年度末から2,500台超の増加）。EV100イニシアチブへの参加は、車両供給業者からの競争力ある申し出やEDFグループ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。

2022年度について、車両電化の指標は、EDF SAおよびEnedisの利益分配基準の10%を占める。

20.5.3 当グループ資産を気候変動に適応させるための費用

フランスの現存および将来の原子力発電所の適応のため、規制および安全当局の勧告に準拠した安全および保全に係る作業に加え、EDFは施設およびその運営の適応のための計画を策定している。ADAPTプロジェクトは、発電容量にとって決定的な、自然ないし社会経済のすべてのエコシステムの回復力を分析するための体系的アプローチの一環をなしている。

このプロジェクトでは、気候変動を体系的かつ変化するものと捉えている。これらの分析は特に以下の基礎となる。

- 異なる対象期間にわたる異なる領域・地域の将来の気候の想像
- 極端な状況のより適切な定量化による、予見不能な自然現象に対する当グループ設備の保護水準の向上
- 当グループ施設が環境に与える影響の低減
- 例えば冷却塔から蒸発水を回収するため等の、革新的な解決策の識別、および最も有望なアイデアの近い将来における現場でのテスト。

気候変動がますます加速していることから、当グループはまた、気候学、水文地質学、環境問題および当然ながら技術工学等、あらゆる関連分野の主要スキルを持つ人材の採用数を増やすことによって、研究開発およびエンジニアリング能力の強化も図っている。

注記21．オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2022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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	*21.1.1*	61,990	54,268
投資コミットメント（付与）	*21.1.2*	16,900	16,996
資金供与コミットメント（付与）	*21.1.3*	6,345	5,837
コミットメント（付与）合計		**85,235**	**77,101**

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）	2022年12月31日現在	2021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)	43,863	37,908
業務契約履行コミットメント（付与）	17,456	16,047
借手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	671	313
業務コミットメント（付与）合計	**61,990**	**54,268**

(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。

2022年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のように到来する。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在					2021年12月31日現在
		期限				
	合計	１年未満	１－５年	５－10年	10年超	合計
電力購入および関連サービス(1)	30,085	5,702	9,626	5,815	8,942	24,557
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	362	118	132	112	-	346
核燃料購入	13,416	1,944	5,710	4,771	991	13,005
燃料およびエネルギー購入コミットメント	**43,863**	**7,764**	**15,468**	**10,698**	**9,933**	**37,908**

(1) 2022年12月31日現在、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の残高はない（2021年12月31日現在487百万ユーロ）。
(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

2022年12月31日現在の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。

当年度中の変動は、今後10年間の電力価格予測の上昇によってEDF Energyの購入コミットメントが30億ユーロ増加したことに主に起因する。EDF、EnedisおよびLuminusの購入コミットメントの20億ユーロの増加は、一定の契約の延長およびエネルギー価格の大幅な上昇によるものである。

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2022年度の合計は50TWh（2021年度は54TWh）で、これには、熱電併給に係るもの６TWh（2021年度は７TWh）、風力発電に係るもの22TWh（2021年度は25TWh）、太陽光発電に係るもの13TWh（2021年度は11TWh）および水力発電に係るもの３TWh（2021年度は４TWh）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。2022年12月31日現在の両社に関する数量は以下の通りである。

（単位：10億立方メートル）	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
Edison	124	12	48	64	137
EDF	56	4	12	40	23

ガス購入契約

Edisonは、リビア、アルジェリア、アゼルバイジャンおよびカタールから、2023年については年間総供給量119億立方メートルを上限として、天然ガスを輸入する契約を締結している。これらの契約の残存期間は、５年から22年の多様な期間となっている。

2020年度にEDFは、ノルウェーからの年間30億立方メートルに関する５年間のガス購入契約に署名した。

2017年度にEdisonは、米国からのLNG購入契約（天然ガス年間１百万トンすなわち14億立方メートル、期間20年）に署名した。この契約に基づく引渡しは2023年度まで開始されない。

2014年度にEDFは、2020年５月から20年間に係る年間0.7百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立法メートル）に関する米国からのLNG輸入契約に署名した。2020年度にEDFはまた、米国からの20年間のLNG購入契約（天然ガス年間１百万トンすなわち14億立方メートル）にも署名した。この契約に基づく引渡しは2026年度に開始される予定である。

これらの契約の一部には、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。

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、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、不利な契約に係る引当金が2018年以降計上されている。

21.1.1.2　業務契約履行コミットメント（付与）

2022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）	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
業務保証（付与）	9,648	3,259	3,711	2,678	8,693
業務購入コミットメント(1)	7,611	4,294	2,685	632	7,173
その他の業務コミットメント	197	67	100	30	181
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	**17,456**	**7,620**	**6,496**	**3,340**	**16,047**

(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、2022年12月31日現在1,912百万ユーロ（2021年12月31日現在1,928百万ユーロ）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、2022年12月31日現在、主に、EDF Renewablesがその開発プロジェクトに関連して付与した保証と、EdisonおよびEDFが付与し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 Renewablesの新プロジェクト（特に米国）ならびにEdisonの事業活動の過程における新たな保証の取決めに起因する。

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
EDF Renewables	3,252	3,024
Edison	2,373	1,882
EDF	1,314	1,228
Framatome	1,111	1,087
EDF Energy	622	571
その他の企業	976	901
合計	**9,648**	**8,693**

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
EDF	3,399	3,360
Framatome	1,493	1,399
Enedis	896	794
EDF Renewables	450	544
EDF Energy	317	381
その他の企業	1,056	695
合計	**7,611**	**7,173**

21.1.1.2.3 借手としてのリース・コミットメント

2022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）	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
借手としてのリース・コミットメント	**671**	**49**	**248**	**374**	**313**

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、2022年12月31日現在、合計83百万ユーロである（2021年12月31日現在204百万ユーロ）。
- 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）。使用権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、2022年12月31日現在、合計588百万ユーロである（2021年12月31日現在109百万ユーロ）。

21.1.2 投資コミットメント（付与）

2022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）	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
有形および無形資産購入関連コミットメント	15,867	10,411	5,013	443	15,905
金融資産購入関連コミットメント	864	12	751	101	929
投資に関連するその他のコミットメント	169	165	4	-	162

投資コミットメント（付与）合計(1)	**16,900**	**10,588**	**5,768**	**544**	**16,996**

(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、2022年12月31日現在183百万ユーロ（2021年12月31日現在194百万ユーロ）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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
EDF	4,041	4,109
EDF Energy	5,179	6,346
Enedis	2,956	2,568
EDF Renewables	2,050	1,431
Framatome	666	520
その他の企業	975	931
合計	**15,867**	**15,905**

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は安定的であった。EDF Renewables（主に米国およびブラジルにおける受注の増加が、特にカナダにおける太陽光および風力発電所の進捗および運転開始により一部相殺された）、ならびにこれより程度は少ないがEnedis（電気設備の購入コミットメントの増加、およびリンキー・メーター全国展開の終了に伴うコミットメントの減少）によるコミットメントの増加が、EDF Energyにより付与されたコミットメントの減少（HPCプロジェクトの進捗およびユーロに対する英ポンドの下落の影響に起因する）によって相殺された。

21.1.2.2　金融資産購入関連コミットメント

金融資産購入関連コミットメントの減少は主に、Framatomeが2022年度上半期にキャプティブ保険会社であるFoyerを取得したことに起因する。

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）は、NBI（Natixisグループの子会社であるNatixis Belgique Investissement）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持分を固定価格ですべてEDFに売却できる現金決済型プット・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・デリバティブのプラスまたはマイナスの公正価値に含められている。2022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僅少であった。

21.1.2.3　投資に関係するその他のコミットメント

2022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運営者である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）

2022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。

	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	期限				合計
	合計	１年未満	１－５年	５年超	
不動産担保権	3,616	1,321	421	1,874	3,986
借入金関連保証	1,587	33	996	558	1,265
その他資金供与コミットメント	1,142	1,034	28	80	586
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	**6,345**	**2,388**	**1,445**	**2,512**	**5,837**

(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、2022年12月31日現在2,609百万ユーロ（2021年12月31日現在1,597百万ユーロ）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およびJeraに関係している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Renewablesに関する、有形資産の担保権または抵当権、および有形固定資産を所有する連結子会社への投資を表す株式に関係する。

借入金関連保証は、基本的にEDF Renewablesがそのプロジェクト・ファイナンスのために提供する保証である。

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*	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
業務コミットメント（受取）(1)	*21.2.1*	8,916	9,065
投資コミットメント（受取）	*21.2.2*	317	609
資金供与コミットメント（受取）(2)	*21.2.3*	22	18
コミットメント（受取）合計		**9,255**	**9,692**

(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）

2022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）	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
	期限				
	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	509	100	202	207	661
業務販売コミットメント	6,348	1,743	3,298	1,307	6,360
業務保証（受取）	1,998	1,241	230	527	1,991
その他の業務コミットメント（受取）	61	19	27	15	53
業務コミットメント（受取）	**8,916**	**3,103**	**3,757**	**2,056**	**9,065**

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

2022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509百万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独立系発電所プロジェクト（IPP）および不動産リースに関係している。

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、主にFramatomeに関係しており、特にARENH引渡しに関連して供給業者から保証を受ける、EDFの原子力発電所への供給および技術支援契約に関連している。

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「NOME」法の実施により、EDFは、2025年12月31日まで「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、2020年１月１日以後、毎年150TWhを上限とする電力を対象としている（注記5.1.1を参照）。

21.2.2　投資コミットメント（受取）

	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
（単位：百万ユーロ）	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
投資コミットメント（受取）	317	235	35	47	609

投資および／または売却コミットメント（受取）の減少は、買戻契約に基づくEDF保有株式に関して受け取った保証が2022年度初めに失効したことに起因する。

21.2.3　資金供与コミットメント（受取）

	2022年12月31日現在				2021年12月31日現在
		期限			
（単位：百万ユーロ）	合計	１年未満	１－５年	５年超	合計
資金供与コミットメント（受取）	22	3	13	6	18

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。

	関連会社および共同支配企業		共同支配事業		フランス政府または国有企業(1)		グループ合計	
（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日	2021年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
売上高	933	797	-	-	2,709	2,501	3,642	3,298
エネルギー購入	2,279	4,196	2	2	2,895	2,441	5,176	6,639
対外購入	13	16	7	7	206	343	226	366
金融資産	135	160	-	-	-	-	135	160
その他の資産	2,195	844	-	-	560	630	2,755	1,474
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	441	1,367	1	1	558	623	1,000	1,991

(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）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、2022年12月31日現在EDFの資本の89.01%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。2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した。当該公開買付の完了後、フランス政府は、資本金の95.82%、議決権の96.53%以上および発行済OCEANE債の99.96%を保有することとなる（注記２を参照）。これにより、EDF株式およびOCEANEについて強制的スクイーズアウト手続に進むための条件が満たされる。AMFの2023年１月25日付通知に示された通り、従業員持株ファンドであるActions EDFならびに株主団体であるEnergie En ActionsおよびAssociation pour la Défense des Actionnaires Minoritairesが当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求めて提起した訴訟についてパリ控訴裁判所の判決を待つ間、フランス政府は、同控訴裁判所が当該訴訟の本案に関する決定を下すまでは強制的スクイーズアウトに踏み切らない旨を確約している。

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 ENGIEとの関係

EnedisとGRDFの、フランスのエネルギー法第L.111-71条に定める共通サービス機能は、それ自体が法人格を持つものではない。EnedisとGRDFは、この共通サービス機能における彼らの関係、権限、結果として生じた費用の分担を定めた契約により拘束されている。当該契約は無期限であり、18か月前の通知を条件にいつでも解約でき、その場合には当事者は通知期間中に契約を再交渉することを引き受ける。当該契約は定期的に更新される。2019年度に、当該EnedisとGRDFのガバナンス契約は全面的に見直された。

コルシカ島のアジャクシオ市およびバスティア市における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、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。

フランスの2022年度財政法第96条は、国に対し、LPG配給網の電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を、公式命令で定める最長20年の期間にわたり負担することを認めている。

この措置は、現在のところEDFに影響を与えない。最終的には、LPG配給事業の終了と電力利用への転換の見通しから配電網強化のための投資が必要となる。

ENGIEは、バスティア市およびアジャクシオ市に対し、遅くとも2023年７月31日までに委譲の割当を通知することを正式に要求し、通知がない場合にはコルシカ島でのLPG事業を終了させるとしている。

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、Orano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
- フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）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

当グループ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（2022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2022年度の報酬総額は12.5百万ユーロ（2021年度18.6百万ユーロ、2019-2021年度の業績基準達成を条件とした長期賞与を含む）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

当連結財務諸表に対する注記２に記載したものを除き、期末日後に発生した事象はない。

注記24．法定監査人の報酬

以下の表は2022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。

	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
（単位：千ユーロ）	**金額（税抜）**	**%**	**金額（税抜）**	**%**
監査－個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー				
EDF	3,022	26.7	2,928	14.2
被支配企業(1)	6,531	57.7	15,464	75.2
小計	**9,553**	**84.4**	**18,392**	**89.4**
非監査サービス(2)				
EDF	1,480	13.0	678	3.3
被支配企業(1)	292	2.6	1,508	7.3
小計	**1,772**	**15.6**	**2,187**	**10.6**
合計	**11,325**	**100**	**20,579**	**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。

2021年度の法定監査人報酬

以下の表は2021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。

	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
（単位：千ユーロ）	**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	2,840	27.9	2,942	15.9
被支配企業(1)	5,033	49.4	14,276	77.3
小計	**7,873**	**77.2**	**17,218**	**93.2**

非監査サービス(2)				
EDF	832	8.2	520	2.8
被支配企業(1)	**1,493**	**14.6**	**735**	**4.0**
小計	**2,325**	**22.8**	**1,255**	**6.8**
合計	**10,198**	**100**	**18,473**	**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

		2022年度			2021年度		
	注記	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	*3*		**87,129**	**128,655**		**53,001**	**78,261**
フランス		50,374			37,564		
フランス以外		36,755			15,437		
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			**1,520**	**2,244**		**1,439**	**2,125**
営業補助金	*4*		**883**	**1,304**		**5,554**	**8,201**
減価償却、償却および営業引当金の戻入額	*5*		**6,491**	**9,585**		**3,649**	**5,388**
その他の営業収益および費用振替額	*6*		**3,552**	**5,245**		**1,100**	**1,624**
Ⅰ　営業収益合計			**99,575**	**147,032**		**64,743**	**95,600**
購入およびその他の対外費用	*7*		**106,080**	**156,638**		**43,528**	**64,273**
購入燃料使用分		9,059			4,422		
エネルギー購入		78,202			21,752		
サービスおよびその他購入品使用分		18,819			17,354		
法人所得税以外の税金	*8*		**1,974**	**2,915**		**2,254**	**3,328**
人件費	*9*		**6,615**	**9,768**		**6,407**	**9,461**
減価償却費、償却費および引当金繰入額			**10,307**	**15,219**		**7,507**	**11,085**
減価償却費および償却費	*10*	4,490			4,363		
引当金繰入額および減損	*5*	5,817			3,144		
その他の営業費用	*6*		**2,661**	**3,929**		**2,480**	**3,662**
Ⅱ　営業費用合計			**127,637**	**188,469**		**62,176**	**91,809**
営業利益（損失）（Ⅰ－Ⅱ）			**(28,062)**	**(41,436)**		**2,567**	**3,790**
Ⅲ　共同事業取引			-	-		-	-
Ⅳ　金融損益	*11*		**(3,269)**	**(4,827)**		**(1,465)**	**(2,163)**
法人所得税および臨時損益計上前損益（Ⅰ－Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）			**(31,331)**	**(46,263)**		**1,102**	**1,627**
Ⅴ　臨時損益	*12*		**536**	**791**		**1,765**	**2,606**
Ⅵ　法人所得税	*13*		**147**	**217**		**(1,410)**	**(2,082)**
損益（Ⅰ－Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ＋Ⅴ＋Ⅵ）			**(30,648)**	**(45,255)**		**1,457**	**2,151**

貸借対照表

資　産		2022年12月31日現在				2021年12月31日現在	
		総額	償却、減価償却および減損	純額		純額	
	注記	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	*14*	3,492	2,167	1,325	1,956	1,232	1,819
制作中の無形資産	*14*	1,604	-	1,604	2,368	1,370	2,023
EDF所有有形固定資産	*15*	96,851	67,499	29,352	43,341	30,961	45,717
委譲運営有形固定資産	*15*	16,394	9,577	6,817	10,066	6,686	9,873
建設中の有形資産	*15*	22,112	32	22,080	32,603	20,783	30,688
投資および関連債権		61,525	3,521	58,004	85,649	60,265	88,987
投資有価証券		25,309	1,918	23,391	34,539	25,145	37,129
貸付金その他の金融資産		34,207	166	34,041	50,265	23,683	34,970
金融資産	*16*	121,041	5,605	115,436	170,453	109,093	161,087
Ⅰ　固定資産合計		261,494	84,880	176,614	260,788	170,125	251,207
棚卸資産および仕掛品	*17*	13,151	318	12,833	18,949	10,953	16,173
発注に係る前渡金	*18*	727	2	725	1,071	716	1,057
営業債権およびその他の債権	*18*	26,953	397	26,556	39,213	23,816	35,167
市場性のある有価証券	*19*	18,447	730	17,717	26,161	10,585	15,630
現金性金融商品	*18*	3,603	-	3,603	5,320	2,529	3,734
現金および現金同等物	*18-20*	6,810	-	6,810	10,056	8,397	12,399
前払費用	*18*	1,089	-	1,089	1,608	1,015	1,499
Ⅱ　流動資産合計		70,780	1,447	69,333	102,377	58,011	85,659
繰延費用（III）		217	-	217	320	226	334
社債償還プレミアム（IV）		740	348	392	579	363	536
未実現為替差損（Ⅴ）	*21*	1,906	-	1,906	2,814	1,324	1,955
資産合計（Ⅰ＋Ⅱ＋III＋IV＋Ⅴ）		335,137	86,675	248,462	366,879	230,049	339,690

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2022年12月31日現在 百万ユーロ	2022年12月31日現在 億円	2021年12月31日現在 百万ユーロ	2021年12月31日現在 億円
資本金		**1,944**	**2,871**	**1,619**	**2,391**
資本剰余金		**21,868**	**32,290**	**17,952**	**26,508**
再評価差額		**692**	**1,022**	**688**	**1,016**
準備金					
法定準備金		162	239	155	229
その他の準備金		2,976	4,394	2,977	4,396
繰越損益		**8,187**	**12,089**	**8,734**	**12,897**
当期利益または損失		**(30,648)**	**(45,255)**	**1,457**	**2,151**
中間配当		**-**	**-**	**(947)**	**(1,398)**
投資補助金		**218**	**322**	**167**	**247**
税務規制引当金		**5,742**	**8,479**	**5,777**	**8,530**
自己資本合計	*22*	**11,141**	**16,451**	**38,579**	**56,966**
追加的自己資本	*23*	**11,972**	**17,678**	**12,857**	**18,985**
特別委譲負債	*24*	**2,430**	**3,588**	**2,320**	**3,426**
Ⅰ　自己資本および委譲勘定合計		**25,543**	**37,717**	**53,756**	**79,376**
リスク引当金	*25*	**1,913**	**2,825**	**2,904**	**4,288**
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）	*26*	43,382	64,058	46,442	68,576
非原子力施設廃止引当金	*27*	987	1,457	770	1,137
従業員給付引当金	*28*	12,092	17,855	11,867	17,523
その他の費用引当金	*29*	1,691	2,497	1,424	2,103
費用引当金		**58,152**	**85,867**	**60,503**	**89,339**
Ⅱ　引当金合計		**60,065**	**88,692**	**63,407**	**93,627**
金融負債	*30-31*	**92,513**	**136,605**	**57,498**	**84,902**
前受金および未成業務受入金	*30*	**8,164**	**12,055**	**7,499**	**11,073**
営業、投資およびその他の負債	*30*	**54,219**	**80,060**	**40,315**	**59,529**
現金性金融商品	*30*	**4,434**	**6,547**	**4,239**	**6,259**
繰延収益	*30*	**2,949**	**4,354**	**3,075**	**4,541**
Ⅲ　負債合計	*30*	**162,279**	**239,621**	**112,626**	**166,304**
未実現為替差益（Ⅳ）	*32*	**575**	**849**	**260**	**384**
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		**248,462**	**366,879**	**230,049**	**339,690**

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2022年度 百万ユーロ	2022年度 億円	2021年度 百万ユーロ	2021年度 億円
営業活動：					
税引前利益／（損失）		(30,795)	(45,472)	2,867	4,233
減価償却費、償却費および引当金繰入額		8,005	11,820	6,414	9,471
資産譲渡（益）／損		5	7	(683)	(1,009)
金融収益および費用		(1,620)	(2,392)	(1,401)	(2,069)
運転資本の変動(1)		6,366	9,400	3,128	4,619
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		**(18,039)**	**(26,636)**	**10,325**	**15,246**
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）(2)		1,945	2,872	1,154	1,704
法人所得税の支払額		(179)	(264)	(1,954)	(2,885)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）(A)		**(16,273)**	**(24,029)**	**9,525**	**14,065**
投資活動：					
有形固定資産および無形資産への投資		(6,105)	(9,015)	(5,726)	(8,455)
有形固定資産および無形資産の売却による収入		12	18	11	16
金融資産の変動(3)		(19,089)	(28,187)	(5,438)	(8,030)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）(B)		**(25,182)**	**(37,184)**	**(11,153)**	**(16,469)**
財務活動：					
借入債務および引受契約の発行(4)		51,074	75,416	7,952	11,742
借入債務の返済および引受契約による支払(4)		(20,673)	(30,526)	(5,918)	(8,739)
支払配当金	*22*	(72)	(106)	(84)	(124)
増資(5)	*22*	3,251	4,800	-	-
永久劣後債の発行および償還（費用控除後）	*23*	1,000	1,477	1,240	1,831
預り保証金	*31*	3,600	5,316	-	-
委譲運営資産に対する受取拠出金		6	9	5	7
受取投資補助金(6)	*22*	62	92	14	21
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）(C)		**38,248**	**56,477**	**3,209**	**4,738**
現金および現金同等物の純増加／（減少）額　(A)＋(B)＋(C)		**(3,207)**	**(4,735)**	**1,581**	**2,335**
現金および現金同等物の期首残高(8)	*20*	**1,561**	**2,305**	**(256)**	**(378)**
為替変動の影響		132	195	(80)	(118)
現金および現金同等物に係る金融収益		48	71	35	52
その他(7)		-	-	281	415
現金および現金同等物の期末残高(8)	*20*	**(1,466)**	**(2,165)**	**1,561**	**2,305**

(1) 2022年度の運転資本の変動は、主にEDFのCSPE補償超過額5,780百万ユーロによるものであり、この結果2022年12月31日現在でCSPE負債6,074百万ユーロが認識された（注記30(4)を参照）。

(2) この項目の変動は、特に、2022年度の受取配当水準が2021年度に比して上昇したこと（注記11を参照）によるものである。

(3) 金融資産の変動は、主に、債券ポートフォリオの価値上昇（注記19を参照）および子会社貸付金の増加（注記16を参照）によるものである。

(4) 2022年度に、EDFは買戻契約の下で23,986百万ユーロの債券を譲渡し、これに対応する(16,417)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ている。
これらの買戻取引以外に、2022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20,798百万ユーロの増加であり、特に、当年度中に締結された総額154億ユーロ（22億米ドルおよび380億円を含む）の二者間与信枠（注記2.2.2、2.2.5および2.2.6を参照）、ならびに欧州投資銀行（EIB）がEDFに付与した額面800百万ユーロの新規与信枠（注記2.2.3を参照）によるものである。2022年度の変動は、譲渡性負債商品の発行に対応する2,757百万ユーロ（償還額を控除後）も含む（注記31(3)を参照）。

(5) これは、2022年４月７日付増資（株主の優先引受権を維持し資本金が249百万ユーロ増加し発行プレミアム（費用控除後）2,899百万ユーロを計上した）、および2022年７月25日付従業員割当増資「ERO 2022」（優先引受権の取消しを伴い資本金が９百万ユーロ増加し発行プレミアム94百万ユーロを計上した）に関係する。

(6) 2022年12月に、「フランス2030」計画に基づきフランス政府から補助金50百万ユーロが、欧州委員会からの正式な通知および承認の後、供与された。EDFはこの補助金のうち45百万ユーロを当年度中に受領した。

(7) 2021年12月31日現在のその他の項目は281百万ユーロであり、従来は貸借対照表上で全体の正味ポジションを報告するために貸方残高と相殺されていたデリバティブのマージンコールに関する借方残高を、2021年１月１日現在で組み替えたことに関連していた。キャッシュ・フロー計算書上、デリバティブのマージンコールに関する貸方残高は、「財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）」に表示されている。

(8)「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満期までの期間が3か月を超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20に記載されている。

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。

EDFの2022年12月31日現在の財務諸表は取締役会の責任において作成され、2023年２月16日開催の取締役会において取締役によって承認された。当財務諸表は、2023年６月14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．会計原則および会計処理方法

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、会計基準局）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会計処理方法に従って作成されている。これらの財務諸表はまた、退職給付に係る債務の測定および認識規則に関する2013年11月７日付ANC勧告2013-02の2021年11月の更新にも準拠している。

適用された会計処理および評価の方法は、2021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。

2021年１月１日から適用されている金利指標改革による変更を織り込んでいる。EDFが使用している関係する主な金利は、Eonia、Libor USDおよびLibor GBPである。

この改革は将来に向かって適用され、純損益への影響はなく、関連する商品に係るヘッジ関係は維持される。

その影響は主に業務上のもの（契約の再交渉、フォールバック条項、情報システムのアップグレード）である。既に適用された金利の置換えについては、2021年12月31日現在の財務諸表に対する注記1.1に記載されている。

EDFは、2021年11月にISDAフォールバック・プロトコルを適用した際に、2022年１月１日から関係するすべてのデリバティブについてLibor GBPをSoniaに置き換えた。

USD Liborの置換作業は、USD Liborの公表終了日、すなわち2023年６月30日までに行われる。

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。

ウクライナにおける戦争の影響については、EDFのロシアおよびウクライナにおける直接的なエクスポージャーは極めて限定的である。ロシア産ウランの輸入依存度は、既存在庫と分散された長期供給契約の観点から低い。EDFにはロシア企業とのガス長期契約はなく、現在、国際的な制裁措置の影響を受けている企業や銀行に関するエクスポージャーはない。モスクワ事務所は閉鎖されている。

ただし、この戦争は、市場価格およびボラティリティの上昇、サプライチェーンの圧迫、インフレ（設備、部品等に対する）への寄与、ならびに金融市場への影響（特に専用資産価額への影響）を通じて、当社の財務諸表に重要な間接的影響を与えている。

EDFが見積りおよび判断を使用する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。

従ってEDFは、数年間にわたり稼働期間の延長に向けて準備を進めてきており、2015年１月に取締役会により原則的に承認された業界のグラン・カレナージュ工業改修プログラムに基づき、必要な投資を行っている。

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。

2021年２月23日、原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）は、EDFの900MW原子炉の第４回10年検査後の稼働継続条件に係る決議を公表した。ASNは「EDFが計画した措置とASNが規定した措置を組み合わせることで、これらの原子炉の第４回10年検査後さらに10年間の稼働継続の見通しが立つ」と判断した。この決議をもって、類似の設計モデルを持つ全ての900MW原子炉に共通する施設の調査および変更に関連した、当該検査の「一般」フェーズが終了した。

2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン１号機ならびに2021年度のビュジェ２号機、ビュジェ４号機およびトリカスタン２号機の後、更に６基の原子炉が2022年度中に稼働年数40年の節目に達し、第４回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した（ダンピエール１号機、グラヴリーヌ１号機、ビュジェ５号機、トリカスタン３号機、グラヴリーヌ３号機およびダンピエール２号機）。ブレイエ１号機の第４回10年検査は2022年８月に開始され、2022年12月31日現在も進行中であった。

2021年度に1,300MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足されたため、その減価償却期間は40年から50年へ延長された。

1,450MWシリーズ原子炉（ショーおよびシヴォーの原子炉４基）はこれより更に新しく、延長の条件がまだ充足されていないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的にEDFが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの再見積りを行っている。

EDFは、2022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の財務諸表に重要な影響を及ぼす可能性がある（注記26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は注記26.5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、以下のような不確定要素とともに織り込まれる。

- 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、ならびに、より全般的にはフランスのエネルギー政策に沿ったOranoの長期産業戦略の見通し、設備の稼働状況、および関連費用と投資の水準。
- 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。
- 原子力施設の耐用年数（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シリーズおよび1,300MWシリーズの発電所については50年、1,450MW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。

2022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28.4に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。EDFは、2022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。

注記２．重要な事象および取引

2.1　原子力開発

2.1.1　フラマンヴィル３EPR

2021年度の進展

初装荷に必要な燃料集合体は当年度上半期中に継続的に到着し、初期炉心全体が現在フラマンヴィル３原子炉建屋プールに保管されている。

遠隔操作ロボットを使用した主要二次回路溶け込み接合部の修理工程は、予想日より数週間遅れて2021年３月19日にASNの承認を受け、破断防止原則に準拠していなかった８か所の接合部の作業が開始された。2021年度に８か所すべてが修理され、応力除去熱処理の対象とされた。VVP（蒸気排出配管回路）溶け込み接合部の修理に関する応力除去熱処理の適格性認定の実証はASNの妥当性確認を受け、2021年度後半に使用認可が下りた。更に４か所のARE（蒸気発生器給水回路）溶け込み接合部も修理を要し、修理工程の適格性認定が現在ASNにて行われている。この工程はVVP溶け込み接合部の修理に使用された工程を適応させたものである。

品質上の欠陥があった主要二次回路の非溶け込み接合部について（これは、VVP接合部45か所およびARE接合部32か所に関連する）、ASNは2021年４月に、第３バッチの６か所の接合部の修理を承認した。現在までに承認された３バッチのうち、12か所の接合部の品質改善が完了している。ASNは４月に、関連する規制上のチェックを承認し、これは現在も進行中である。

主要二次回路の合計100か所の（溶け込みおよび非溶け込み）接合部がVVPおよびAREの配管の修理に関係していた。これらの接合部の大部分に係る修理の最終段階は、最終検証前の最適化された応力除去熱処理である。これらの接合部の修理は引き続きフラマンヴィル３のクリティカル・パスにおける重要課題の１つであった。

2021年３月２日に、EDFはASNに対し、主要一次回路に３つのノズルを取り付ける際に（これらのノズルは当該一次回路に補助回路を接続する）2006年度の設計基準の適用が不完全であったことについて重要事象を申告した。ASNの要請を受けて、当グループのエンジニアリング・チームが３つのシナリオを検証した。2021年６月21日にASNに対し、EDFが選択した解決策は「格納容器カラー」の設置であることを言明するとともに、当該解決策に対するASNの見解が示されて、2021年度末までにすべての設計および調達活動の着手が可能となることを要請するファイルが送付された。2021年10月８日付書簡にて、ASNはこの解決策に原則として異論がない旨を示した。ただし、格納容器カラーの設計ファイルは、フランスの放射線防護・原子力安全研究所（IRSN）(Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire)の審査を受ける予定である。

オルキルオト（フィンランド）のEPRで加圧弁の腐食が観察された後、EDFは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。これに伴い、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料が変更された。最適な材料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。ASNは技術上の選択について定期的に報告を受け、この戦略に異論を唱えなかった。また、ASNとIRSNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証も継続した。EDFはIRSNの直近の問い合わせに対し、弁の設計に係る検証を完了できるよう回答する予定である。

作業の進捗に伴い、完成費用増額および日程遅延のリスクが高まる可能性がある、新たな技術上の問題が浮上した。起動に向けた作業および準備の進捗状況を考慮して、2022年１月12日に、EDFはフラマンヴィル３プロジェクトの日程を調整した。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第２四半期に延期され、見積完成費用は124億ユーロから127億ユーロ（2015年のユーロ、中間利息を除く）に改定された。当該プロジェクトの日程ないし完成費用には余裕が残されていない。

原子炉容器に燃料を装荷し全体的な起動テストを実施する前に、主に以下の複数の作業が残されていた。

- 主要二次回路の接合部の修理の完了
- 原子炉への燃料装荷前の、据付に関する新たな一連の適格性確認テストの実施
- 台山原子炉１号機にて直面した技術上の問題から得た経験の織り込み
- 据付作業の完了および稼働に必要なすべての書類の提出

2022年度の進展

2022年度におけるフラマンヴィル３プロジェクトの主な進展は以下に関係していた。

- 主要二次回路の接合部の修理の継続（下記を参照）
- プール試験の完了
- 開放型原子炉容器の最後の機能試験の完了
- 原子炉容器の排水および洗浄後の容器ヘッドの閉鎖、ならびに制御棒駆動部の試験

2022年１月に発表された通り、２回目の運転サイクルで直面した技術上の問題を受けて実施された台山原子炉１号機の燃料集合体の検査の結果、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。同種の摩耗は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉でも既に観察されている。今後のフラマンヴィル３の運転開始に向けて、ASNとの間で解決策が検討された。

フラマンヴィルEPRに関するEDFの戦略案（約60体の強化燃料集合体の供給）が、2022年６月７日に原子力安全情報・透明性高等委員会（Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire、HCTISN）に提出された。

2023年１月に、IRSNはEDFの戦略案に対して賛同的な見解を公表し、ASNは2023年度第１四半期末までに検証を完了する予定である。

主要二次回路接合部の修理作業は、当上半期中に継続された。122か所の接合部が関係している（溶け込み接合部36か所および非溶け込み接合部86か所）。

2022年12月31日現在、56%が修理済み、65%が応力除去熱処理の承認済みであり、32%が応力除去熱処理後に完了し有効であった。最も複雑なケースであった原子炉格納容器の接合部については、作業が全面的に完了し、有効であることが宣言された。

SIS（安全注入系）/CHR（格納容器熱除去系）の濾過サンプについて、EDFは新たな濾過システムを提案し、試用により、IRSNが満足と考える結果が得られた。これらの試用を受けて2022年９月に、EDFは既存の濾過体をより細かな濾過体に取り替えた。EDFはまた、濾過体を詰まらせることが知られている潜在的なデブリの量を減らすことも決定した。潜在的なデブリを減らす作業は実質的に完了し、2023年度第１四半期末には終了する予定である。

オルキルオトEPR（フィンランド）で加圧弁の腐食が観察された後、EDFおよびFramatomeは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。EDFおよびFramatomeは、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料の変更により、この発見に対応することを決定した。最適な材料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。この部品は製造済みであり、2023年度初めに原子炉建屋に据付られる予定である。ASNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証を継続している。

2022年12月16日に、EDFはフラマンヴィル３プロジェクトの日程を調整した。核燃料装荷は現在、2024年度第１四半期の予定となっている(1)。見積完成費用は127億ユーロから132億ユーロに引き上げられた(2)。

(1) EDFの2022年12月16日付プレスリリースを参照。
(2) 2015年のユーロで、中間利息を除く。

この日程の更新は、主に原子力発電所の稼働に敏感な機器の近くに位置し直近２年間に改良されたいくつかの接合部につき応力除去熱処理(3)（SRHT）に関する新たな工程を確立するために必要とされた補足調査に起因する。

(3) 応力除去熱処理（SRHT）とは、接合による残留応力を除去し接合部の適切な機械的特性を達成するために、接合後に実施される工程である。

核燃料装荷後、特にすべての原子炉安全システムの検査、機器の試験、ならびに原子力蒸気供給システムの温度および圧力上昇の初めから終わりまでとその後の原子炉の起動中を通じた適格性認定を含む、立ち上げ作業が続く。原子炉は、想定出力の25%で全国の電力網に接続される。

最後の数か月間で、フラマンヴィルEPRの稼働前フェーズにおいて、さらなる成果が見られた。

- 主要二次回路の溶け込み接合部の改良という複雑な作業が完了し、すべての接合部が破断防止概念に準拠していると判断された。同種初となるこの作業は、遠隔操作装置を用いて達成され、フラマンヴィルでの実施に先立ち12か月超の分析および適格性認定を要した。
- 電気機器と燃料装荷作業のシステム性能試験が完了し、要件に準拠していると宣言された。

2.1.2 グラン・カレナージュ

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年数を大幅に延長することを目的としたフランスの原子力発電所向けグラン・カレナージュ工業改修プログラムを実施している。2014年度から2025年度の期間に係る当該プログラムの費用の最新の見積りは、2021年度後半のものであり、現在のユーロで502億ユーロである。この費用には、当グループの1,300MW原子炉の第３回10年検査、福島の事故から得た教訓を受けて実施された安全性改善点の重要部分（非常用ディーゼル発電機56台の建設および稼働、現在稼働中の各原子力発電所における補助給水ポンプの新設を含む）、ならびに当グループの900MW原子炉の第４回10年検査の実施が織り込まれている。

EDFの原子力発電所を40年を超える期間にわたり完全に安全に運転するために必要な投資を継続するため、2022年３月31日に、EDFの取締役会は2022年度から2028年度まで継続するグラン・カレナージュ・プログラムの新計画の妥当性を確認した。この新期間に係る費用の見積りは現在のユーロで330億ユーロ、または年間支出47億ユーロである。当該延長プログラムにより、当グループは、発電所が50年を超えて稼働を継続できるよう、1,300MWシリーズの調査および第４回10年検査を実施し、2020年４月にフランスが採択した複数年エネルギー計画に従った900MW原子炉の50年を超える稼働に向けた予備調査を実施し、未だ相当量の主要部品の保守・改修作業を完了することが可能となる。当該プログラムはまた対象範囲を拡大し、900MWおよび1,300MW原子炉の第４回10年検査についてフランスの原子力安全局（ASN）とともに見直しを行った経験に基づき、900MW原子炉の第４回10年検査に係るASNの一般的見解から生まれた新たな安全要件も対象としている。

1,300MW原子炉の第３回10年検査は最終フェーズに入っている（最後の５件は2023年度および2024年度に予定されている）。900MWシリーズでは、10件の第４回10年検査が問題なく完了し、１件が現在も進行中である（ブレイエ１号機）。1,450MWシリーズでは、最後の第２回10年検査がシヴォー２号機で開始された。

1,300MWシリーズの第４回10年検査の一般フェーズに関するASNとの検証は、2021年度に開始され現在も継続中である。1,450MWシリーズの30年経過目標に向けた手続きに関するASNとの検証および最初の原子炉の検査は、2029年度と見込まれている。

さらに、福島の教訓を受けて大規模な投資も行われている。非常用ディーゼル発電機56台が建設され稼働し、すべての発電所に常設または仮設の補助給水システムが設置されている。また、多くの発電ユニットで主要部品（蒸気発生器および主要ユニット変圧器を含む）の取替が行われた。

2.1.3 応力腐食

2021年度後半において、シヴォー原子力発電所の原子炉１号機の10年検査の一環として計画された予防保守点検中に、安全注入系（SIS）回路の配管の接合部近くに欠陥が発見された。その後、同じN4シリーズであるシヴォー２号機、ショー１号機およびショー２号機の原子炉について予防点検が実施され、同様の欠陥が識別された。パンリー原子力発電所の原子炉１号機の10年検査中に実施された予防保守点検でも、SIS回路に同様の欠陥が発見された。

EDFは、2022年度に実施した専門家による評価および分析を通じて、SIS回路の配管が応力腐食の影響を最も受けやすい原子炉を識別した。それは最新の原子炉16基、すなわちN4原子炉４基およびP'4 1,300MW原子炉12基である。

2022年７月27日付プレスリリースにおいて、ASNは、2022年７月26日に原子炉に影響する応力腐食に係るEDFの検査戦略案について到達した見解を表明した。ASNは、この現象について得られた知識および関連する安全上の問題を前提として、EDFの戦略は適切であると判断した。

応力腐食の影響を最も受けやすいとして識別された原子炉16基のうち、10基について2022年度に処置が行われたか、または現在行われている最中である。これらの原子炉の処置は2023年度末までにすべて行われる予定である。

- N4原子炉については、シヴォー１号機、シヴォー２号機およびショー２号機の作業が完了し、ショー１号機の作業は最終段階に入っている。
- 現在停止中のP'4 1,300MW原子炉については、カットノン１号機でSIS回路の接合部２か所の修理が進行中であり、カットノン３号機でSIS配管４か所の修理が2022年度に開始され継続中である。EDFは、すべてのP'4 1,300MW原子炉のSISお

よび閉鎖原子炉冷却回路のすべての配管につき、2023年度末までに予防的取替を進めることを決定した。この戦略は、修理が工業的アプローチの下で実施可能であり、より効率的な日程管理につながることを意味している。

応力腐食の対応計画についてASNとの議論が続けられた。

検査および修理のための停止を考慮して、2022年度にEDFは、原子力発電量予測の修正に関する情報を定期的に発表した。2022年11月３日付プレスリリースに記載された通り、これらすべての情報の結果、最終的にEDFは2022年度の原子力発電量を275-285TWhの範囲に下方修正した（注記７(2)を参照）。最終的な発電量は279TWhとなり、2021年度から81.7TWhないし23%減少した。

2.1.4 GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約の署名

2022年11月４日に、General Electric（GE）とEDFは、EDFによるGE Steam Powerの原子力事業の取得に関する最終契約に署名した。これらの事業には、「アラベル」蒸気タービンを含む新設の原子力発電所向け従来型アイランド設備の製造、ならびに米州以外の全地域における既存の原子力発電所向け保守およびアップグレード事業が含まれる。また、当該取引には、第１世代および第２世代の欧州加圧水型原子炉（EPRおよびEPR 2）や小型モジュラー炉（SMR）向けの蒸気タービン技術も含まれる。

この契約は、2022年２月10日に署名された独占契約から開始された当該プロセスの次の経過目標である。

この取得により、EDFグループは、既存の原子力発電所の耐久性や将来のプロジェクトに不可欠な従来型アイランドに係る技術および技能を強化することが可能となる。

この取引は、2023年度下半期に完了する見込みであり、規制上の承認を含む慣行上の完了条件に従う。

2.2 資金調達取引

2.2.1 EDFの増資

2022年４月７日にEDFは、株主の優先引受権を維持して、現金による増資を実施した。

この増資は（発行プレミアムを含む）総額で合計3,164百万ユーロであり、その結果、発行価格6.35ユーロで498,257,960株の新株が発行され、財務諸表上、以下のように認識された。

- 資本金の増加249百万ユーロ。
- 発行プレミアム総額の増加2,915百万ユーロ。

発行費は、発行プレミアムからの控除金額として認識された。

フランス政府は、公約通り、この増資の27億ユーロないし約83.88%を引き受け、増資完了後は当社の資本金の83.88%を保有している。

2.2.2 102.5億ユーロおよび22億米ドルの銀行与信枠に関する契約

2022年３月に、EDFは総額102.5億ユーロおよび22億米ドルの二者間与信枠を締結した。これらの与信枠は満期３年であり、早期返済のペナルティはない。

これらの与信枠は銀行12行と締結された。

この取引は、当グループの将来年度の財務的柔軟性を高めた。

これらの与信枠は、全額が当上半期中に使用された（注記31(2)を参照）。ユーロ建与信枠は３月および４月に引き出され、2025年３月満期、金利は３か月物Euriborである。米ドル建与信枠は2022年４月および５月に引き出され、2025年３月ないし４月満期、金利はSOFR CMP LOOKBACK（-5BD）（後決め金利参照期間５営業日前倒しの複利SOFR）に基づく。

2.2.3 EDFと欧州投資銀行（EIB）の間の800百万ユーロの融資契約の署名

EDFとEIBは、EDFの子会社で独立経営の電力網運営会社であるEnedisによる投資の一部の資金調達のため、800百万ユーロの融資契約に署名した。当該投資は、2022年度から2024年度のフランス本土における分散型再生可能エネルギー生産施設と電気自動車充電ステーションの接続に向けたものである。

この取引は、2022年12月31日現在、EDFに対する総額800百万ユーロの与信枠の付与（注記31(2)を参照）およびEnedisによるその全額の引出しとして反映されている。

2.2.4 グリーン・トランシェを含む額面30億ユーロの優先マルチ・トランシェ債の発行

2022年10月５日に、EDFは３つのトランシェによる額面30億ユーロの優先債の発行を開始した（注31(1)を参照）。

- 750百万ユーロの社債（満期４年３か月、固定表面利率3.875%）
- 10億ユーロの社債（満期７年、固定表面利率4.375%）
- 12.5億ユーロのグリーン・ボンド（満期12年、固定表面利率4.75%）

グリーン・ボンドの純収入と同額の全額が、2022年７月に発表されたEDFのグリーンファイナンスの枠組みに定義された配電投資の全部または一部の資金調達および／または資金再調達に使用される予定である。

決済および交付は2022年10月12日に行われ、当該社債は同日付でユーロネクスト・パリの規制市場での売買が認められた。

2.2.5 フランスの既存の発電所の保守に特化した10億ユーロの融資契約の署名

2022年11月18日に、EDFとCrédit Agricole CIBは、フランスの既存の発電所の保守に特化した10億ユーロの二者間グリーンローンに署名したことを発表した。

EDFとCrédit Agricole CIBによるこの取引は、資金の全額がEDFの原子力事業向け投資に充当される初の取引であり、エネルギー移行において世界初となる。この借入金は、フランスの原子炉の安全性を高め、稼働期間を40年超に延長するグラン・カレナージュ・プログラムに貢献する。

フランスの原子力発電所は、超低炭素の発電を行っている（2022年度にEDFが発表し独立専門家のレビューを受けた研究(1)によると、ライフサイクル全体で１kWh当たり４gの二酸化炭素相当）。

(1) この研究は、「https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-ded」にて閲覧可能である:

EDFグループは、二酸化炭素を直接排出しない発電を行う世界有数の企業である（出典：ENERDATA(2)）。当グループは、2050年度までのネットゼロ達成に貢献することを早くも2018年度にコミットし、2023年度の経過目標を含む2030年度の温室効果ガス削減目標を、直接排出（スコープ１）および間接排出（スコープ２および３）の両方を対象に設定している。これらの目標は、Science Based Targets（科学に基づく目標）イニシアチブによる「２℃を十分に下回る」軌道の一環として承認された。

(2) 出典:ENERDATA, 2021

このグリーンローン取引は、CICERO Shades of Greenが独立に審査したEDFの2022年７月のグリーンファイナンスの枠組みに準拠している。また、グリーンローン市場におけるベストプラクティス（Loan Syndications and Trading Associationが発表したグリーンローン原則）にも準拠している。

この契約は、気候変動に対する取組みに大きな恩恵をもたらすことに加え、フランスの諸地域に大きな経済的影響を持つEDFのプロジェクトにCrédit Agricoleグループが関心を持っていることを明確に示している。

この借入金は2022年12月31日現在、全額引出し済みであった（注記31(2)を参照）。

2.2.6 21億ユーロの追加の銀行与信枠に関する契約

2022年11月28日に、EDFは総額21億ユーロの二者間タームローン契約を締結した(3)（注記31(2)を参照）。

(3) 一部は円建てで発行された。

これらの与信枠は満期３年であり、早期返済のペナルティはない。

これらは６行の銀行団と締結され、2022年12月に引き出された。

Crédit Agricole CIBと締結した10億ユーロのグリーンローン（2022年10月31日現在で全額引出し済み）と同様に、この取引もまた、EDFグループの将来年度の財務的柔軟性を高めるものである。

2.2.7 額面10億ユーロのハイブリッド債の発行および未償還米ドル建てハイブリッド債の償還オプション行使の意向

2022年11月30日に、EDFは、表面利率7.5%でファーストコール日を６年とするユーロ建てハイブリッド債10億ユーロの募集を開始した（注記23を参照）。

EDFは、６年後に予定されている最初の金利再設定日の前90日間およびその後は表面金利の毎支払日のいつでも、このハイブリッド債を現金で償還できる。提案されているハイブリッド債は永久債であるが、源泉徴収税、税務上の損金算入可能性、税額グロスアップ、格付方法、会計処理もしくはクリーンアップ・コール事象の理由で、またはメイクホール・コールの行使を通じて、いつでも償還できる。新規発行額は、米ドル建てハイブリッド債(4)の償還後にEDFのハイブリッド資本の額面金額による未償還残高合計が10%超減少しないよう調整されている。EDFはこうして、資本構成の恒久的要素としてハイブリッド債による資金調達を行うコミットメントを再確認した。

(4) 米ドル建てリセット永久劣後債30億米ドル、このうち2,097,614,000米ドルが現在未償還である。

2023年１月29日付でEDFは、ルクセンブルク証券取引所の規制市場で売買が認められている米ドル建てハイブリッド債を全額償還するオプションを行使した（注記23を参照）。

2.2.8　当グループ貯蓄制度およびEDF国際グループ貯蓄制度の加入者向け割当増資による「ERO 2022」従業員株式所有制度

2022年５月11日にEDFの取締役会は、従業員株式所有取引の原則につき決定した。

株式の引受価格は、2022年６月28日付で設定された。これは、価格設定日の前20取引日においてユーロネクスト・パリで売買されたEDF株式の売買高加重平均価格に基づく参照価格に対する30%の割引を含んでいた。

この取引の結果、2022年７月25日付のEDF新株18,100,741株の発行に伴い、EDFの資本金が９百万ユーロ増加し、発行プレミアム94百万ユーロを計上した（注記22.1を参照）。

対応する人件費11百万ユーロは、雇用主拠出として費用に認識された。

2.2.9　簡易公開買付

2022年10月４日に、EDF（以下「当社」）の大株主であり単独または共同して当社の資本金の83.69%および理論上の議決権の89.24%を保有するフランス政府は、金融市場庁（AMF）に対し、政府未保有のすべてのEDF株式および新株式へ転換または既発行株式と交換できる社債を対象とする簡易公開買付（STO）の草案を提出した。

AMFの一般規則第233-1条以降に従い、本公開買付は簡易手続により行われ、結果公表後の再開予定はなかった。

2022年10月27日にEDFの取締役会は、社内特別委員会の作業および勧告、ならびに独立の鑑定人に任命されたコンサルティング会社Finexsiの結論に基づき、本公開買付に肯定的な理由付き意見書を公表した。

2022年11月22日にAMFは、フランス政府が開始した本公開買付を承認した。本公開買付は、すべての買付応募株式および社債につきEDF株主およびEDFのOCEANE債保有者に１株当たり12.00ユーロおよびOCEANE債１口当たり15.52ユーロを提示するものであり、2022年11月24日に開始された。

また、OCEANE債の条件に従い、AMF承認後の本公開買付の開始により、EDF株式割当比率が、公開買付の場合の調整期間中に調整されることが明記されていた（注記22.3を参照）。

2022年12月７日にAMFは、EDFグループの少数株主が2022年12月２日に本公開買付に係るAMFの承認の無効を求めて本公開買付の執行停止請求とともにパリ控訴裁判所に提起した訴訟を受けて、新たな終了日を設定せずに、本公開買付の期間を延長した。

2023年１月20日付公告において経済省は、フランス政府が2023年１月19日付でEDFの資本金および理論上の議決権の90%の閾値を超えたと言明した。

2023年１月25日にAMFは、訴訟の原告に対するフランス政府の確約に従った再開を条件に、遅くとも2023年５月２日となる当該控訴裁判所の訴訟本案に関する判決まで、本公開買付を2023年２月３日付で一時停止する旨を発表した。

90%の閾値を超えたものの、フランス政府は、本公開買付に係るAMFの承認の有効性について裁判所が判決を下すまでは、強制的スクイーズアウトに踏み切らない旨を確約している。

2023年２月３日に、AMFは本公開買付を一時停止した。

控訴裁判所がAMFの承認を認めた場合には、本公開買付は10日間再開され、政府は強制的スクイーズアウトに進むこととなる。ただし、裁判所がAMFの承認を取消しまたは変更した場合には、政府は、STOの下で購入した証券を、元の株主および／またはOCEANE債保有者の求めに応じて返還することを確約している。また、新たなSTOにおいて価格が引き上げられた場合には、政府は、証券の返還を求めない元の株主および／またはOCEANE債保有者に対して価格補償金を支払うことを確約している。

本公開買付の一時停止後、2023年２月８日にAMFは、EDF株式の簡易公開買付の結果を発表した。本公開買付後かつ上記の控訴裁判所の決定を待つ間、フランス政府は、EDF株式3,725,111,882株ないし当社資本金の95.82%および議決権の96.53%以上、ならびにOCEANE債218,616,300口ないし発行済OCEANE債の99.96%を保有している。

社債保有者は、EDFの株式および社債に係る簡易公開買付の結果について通知を受けている。その結果、公開買付条件に関する2.6.3項に従い、公開買付の場合の調整期間は、2023年３月１日すなわちAMFによる公開買付結果の発表から15営業日後に終了する。公開買付の場合の調整期間の終了後、株式割当比率は、公開買付の場合の調整期間前に適用されていた株式割当比率と同じ、OCEANE債１口に対し1.124株に調整される。

当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求める訴訟に対するパリ控訴裁判所の判決を待つ間のフランス政府の確約により、同裁判所がAMFの承認を認め当該公開買付が再開された場合には、株式割当比率は、EDFが発表する条件に則り、公開買付の場合の新たな調整期間を遵守し、OCEANE債１口に対し1.289株に再調整される予定である。

損益計算書

注記３．売上高

会計原則および会計処理方法

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の提供および製品の供給に係る売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

EDFグループのトレーディング会社である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。

発電容量メカニズム

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日から電力供給確保の保証に貢献する義務が導入された。

従って、発電容量メカニズムは、フランスにおいて、ピーク期間中の確実な電力供給を確保する目的で設定された。

発電所運営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制度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価格には発電容量メカニズムが発効した2017年１月以来、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（１月から３月、11月および12月）にわたる。
- 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額に相当する負債（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に相当する引当金を計上する。
- 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。

3.1 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、当該料金が消費者に対し市場価格より安定した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。

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。

2021年７月８日付決定において、2021年８月1日からのTURPE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0.48%（税抜き1.08%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.38%（税抜き0.84%）の引上げを提案した。CREは、この改定を2021年８月１日付で適用することを提案した。

2022年度において、フランスは、電力市場価格の高騰に鑑み、2022年２月１日付の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを、2021年８月１日付施行の料金に比べ最大４%（税込み）に制限する「上限料金」を導入した。この上限料金は2021年12月30日付で可決された2022年度財政法第２条に基づいている。

- 第29条に基づいて、2022年２月１日から、すべての顧客（規制販売料金または市場価格契約に係る住宅および事業顧客）に対してTICFE税（またはCSPE）の引下げが適用された。ただし、法定最低水準（住宅および小規模事業顧客について１ユーロ/MWh）は維持されなければならない。この引下げは、2023年１月31日までのエネルギー引渡量に適用される。新たなTICFE料金は政令で定められている。
- 第181条に基づいて、TICFEの引下げにもかかわらず、CREが、2021年12月31日付施行の料金に比べ４%（税込み）超の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを提案する場合には、フランス政府は、エネルギー法の免除として、当該提案に異議を唱え、経済およびエネルギー担当大臣の共同決定により規制販売料金および地方配電会社への販売料金をより低い水準に設定できる。この状況が生じた場合、当該法律は、2022年度のEDFの逸失利益を12か月間に平準化して填補する目的で、2023年度の規制販売料金の事後的キャッチアップ調整を規定している。同条はまた、規制販売料金による提供について地方配電会社が、市場価格による提供について電力供給業者が負担した損失を補償するメカニズムも導入している。

2022年１月13日にフランス政府は、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための更なる例外的措置について発表した。主な措置は、フランス本土および非相互接続地域の規制料金に引き続き適格な非住宅顧客向け規制販売料金の引上げ制限４%（税込み）の延長であった。

2022年１月18日付決定において、CREは2022年２月１日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.4%（税抜き44.5%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.9%（税抜き44.7%）の引上げを提案した。この引上げ案は、EDFが2022年４月１日から2022年12月31日の間に20TWhの電力をARENH適格供給業者に提供する条件を定めた2022年３月11日付政令（以下に詳述）を考慮しておらず、主にエネルギー市場の大幅な価格上昇に起因していた。2022年１月28日付政令2022-84で確認されたTICFEの最大引下げ幅を考慮した場合には、この提案は、住宅顧客向け「青色」料金の20%引上げ（税込み）および非住宅顧客向け「青色」料金の20.9%引上げ（税込み）であった。上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は、2022年１月30日付官報に公布され2022年２月１日から施行された2022年１月28日付料金命令を通じて住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み４%（税抜き24.3%）、非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み４%（税抜き23.6%）に設定した。

2022年７月７日付決定において、CREは、主に2022年８月１日からのTURPE配電料金の引上げを反映して、2022年８月１日から適用される住宅顧客向け「青色」料金の税込み3.92%（税抜き4.10%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み3.56%（税抜き3.73%）の2022年８月１日からの引上げを提案した。

2022年度財政法第181条およびフランスの上限料金を適用して、2022年７月28日付大臣決定（2022年７月31日付官報に公布）はCREが提案した変更を却下し、その結果、2022年８月１日において規制料金は据え置きとされた。

2022年12月30日付で可決された2023年度財政法は、2022年度財政法を修正し、2022年度において規制販売料金に適格であるすべての顧客を対象として上限料金を延長し、規制料金に適格な住宅および非住宅顧客への規制料金による製品・サービスの提供について地方配電会社に、市場価格による製品・サービスの提供について供給業者に、公共サービス費用補償（CSPE）を通じて補償を行う。

このため、期間ごとの売上高の比較可能性は、下表に記載する2021年１月１日以後に導入された料金改定により影響を受けている。

CRE提案日	住宅顧客向け「青色」料金の引上げ（税込み／税抜き）	非住宅顧客向け「青色」料金の引上げ（税込み／税抜き）	料金決定日	適用日
14/01/2021	1.61%/ 1.93%	2.61%/ 3.23%	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0.48%/ 1.08%	0.38%/ 0.84%	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4.00%/ 24.3%	4.00%/ 23.6%	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	変更なし	変更なし	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15%/ 20.0%	15%/ 19.9%	31/01/2023	01/02/2023

2023年度について、フランス政府は、全カテゴリーの適格消費者を対象として、規制電力販売料金の上昇を2022年12月31日現在の価格から15%（税込み）に制限する上限料金を延長することを決定した。

2022年12月30日付で可決された2023年度財政法第181条は、CREが提示した規制販売料金に係る理由付き提案の結果、同法第R.337-18条に定める料金が2022年12月31日現在の適用料金と比較して15%超の上昇となった場合には、経済・エネルギー・予算担当大臣は当該CREの提案に異議を唱え、価格安定目的に資するべく、共同決定により顧客の消費に対する適用料金の95%を占める水準引下げを設定できる旨を規定している。

このような場合、法律では、公共サービス費用補償（CSPE）を通じて、規制料金に適格な住宅および非住宅顧客への規制料金による製品・サービスの提供に係る収益の喪失をEDFおよび地方配電会社に補償し、市場価格による製品・サービスの提供に係る収益の喪失をすべての供給業者に補償するメカニズムを定めている。従って、EDFは、2022年度に1,571百万ユーロの債権を認識した（注記４および30を参照）。

2023年１月19日付決定において、CREは、2023年２月１日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み99.36%（税抜き108.91%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み97.94%（税抜き106.88%）の引上げを提案した。

この引上げ案は、主に以下の理由によるものとされた。

- 2023年度の引渡しに係る卸売市場において１年超にわたり記録的水準となっている異例の高値。
- 2022年度に適用された上限料金の今後明らかになる結果。ARENHの追加供給20TWhの影響を含む「コスト積上げ」に含まれるコストの最終的な実態を反映させるため。

上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は2023年1月30日付料金命令を通じて住宅および非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み15%（税抜きそれぞれ20.0%および19.9%）に設定し、同命令は2023年1月31日付官報に公布され2023年２月１日から施行された。

「TURPE」送配電網使用料金

TURPE 6の配電料金

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l’énergie）による承認後、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2021年１月21日付の２つの決定を公表した（フランスの2021年４月23日付官報0096にて公布）。これらの料金は2021年８月１日から約４年間適用される。

配電費用については、2021年１月21日付料金決定2021-13において、CREは、資産に係るマージン2.5%および追加の規制資本利益率2.3%を設定した。2021年８月１日付の平均料金引上げは+0.91%であった。2022年６月９日付決定2022-158において、CREは、2022年８月１日からの平均TURPE配電料金の引上げを+2.26%に設定した。

送電費用については、2021年１月21日付料金決定2021-12において、CREは、RTEの規制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4.6%に設定した。2021年８月１日付の平均料金引上げは+1.09%であった。2022年６月９日付決定2022-157において、CREは、2022年８月１日からのTURPE送電料金の変更を平均-0.01%に設定した。

2022年12月１日付決定2022-317において、CREは、卸売電力価格がRTEおよびEnedisの事業に与える影響を、TURPE 6（高電圧）およびTURPE 6（中電圧-低電圧）の料金に織り込むため、特に価格ではなく購入量や損失に対する一定のインセンティブに再注目することにより、価格規制の枠組みを調整した。

供給業者手数料

CREの2018年１月18日付決定を適用して、エネルギー供給業者は、単一契約顧客の代行管理サービスについて配電網事業者から報酬を受け取る。

手数料の原則は、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ついて同一である。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。

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料金を通じて転嫁され得る上限と考える金額を設定していた。

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。

電力平準化基金

中電圧および低電圧電力網に係る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。平準化メカニズムには、定額に基づくものと、電力網事業者の決算分析に基づいてCREが設定するものの２つがある。定率配分メカニズムの算定方法は、政令および省令において定められている。EDFでは、これは島部エネルギー・システム（SEI）に関連する。

2022年７月13日付決定においてCREは、電力平準化基金からSEIへの最終的な配分額を、決算分析に基づき2022年度について158.1百万ユーロと設定した。

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、フランスにおける電力供給確保の保証に貢献する目的で導入された。

発電容量メカニズムのレビュー条項の結果、2021年度にRTEは、当該メカニズムの最初の数年間の運用および実績に係る報告書を公表した。この報告書に基づき、RTEは2021年11月29日に規則の改定案をCREに提出し、その意見を求めた。2021年12月16日付決定2021-370において、CREは、これらの提案ならびに、2023引渡年度および2024引渡年度に関する一定のパラメータ（相互接続による貢献、極端な気温ベクトルおよび安全係数）の変更につき賛同意見を表明した。CREは、当該改定案により、すべての参加者にとって発電容量メカニズムが簡素化され、発電容量市場参加者の可視性が向上するものと判断した。当該新規則

は、環境移行省の2021年12月21日付決定により承認された。同規則では、2023引渡年度および2024引渡年度に係る発電容量保証の売買開始日を2022年３月１日と定めている。

フランスの発電容量メカニズムに対する構造的変更に関連した他の協議フェーズが2022年４月から進行している。将来のメカニズムは、必要な審査期間後、欧州委員会の承認を条件に、2026引渡年度から導入される可能性がある。

以下の引渡年度に係る、引渡年度前に行われた発電容量入札による平均市場価格は以下の通りであった。

引渡年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
価格（ユーロ/kW）	10.0	9.3	17.4	19.5	31.2	26.2

2023引渡年度に向けて2022年度に入札が開始され、その後６回の入札が開催された。これらの発電容量入札による価格は、３月42.4ユーロ/kW、４月42.5ユーロ/kW、６月41.9ユーロ/kW、９月41.9ユーロ/kW、10月45ユーロ/kW、12月60ユーロ/kWであった。

また、2024引渡年度に向けても2022年度に４回の入札が開催され、その結果は、４月および６月20ユーロ/kW、10月34.1ユーロ/kW、12月23.1ユーロ/kWであった。

ARENH

2011年に創設され2025年12月31日に終了予定である、既存の原子力発電への規制接続のためのARENH（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique）制度は、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ことを認めている。この制度は、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。

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ユーロに固定されている。これは電力引渡しを含み、2017年度以後、関連する発電容量保証を織り込んでいる。

最終顧客の需要を賄うためにARENH制度に申請する供給業者に対し当該制度の下で法的に販売可能なARENH限度量の合計は省令で定められ、法定上限を超えることはできない。2019年12月31日までは、当該上限は年間100TWhであった。これはその後、2019年11月８日付エネルギーおよび気候法により150TWhに引き上げられた。

購買力保護のための緊急措置を導入した2022年８月16日付「MUPPA」法は、この法的上限を120TWhに引き下げた。MUPPA法はまた、ARENH価格の下限を49.5ユーロ/MWhに設定したが、その適用は欧州委員会の事前承認を条件とする。

2022年１月13日にフランス政府は、更に、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための例外的措置を発表した。この措置には、2022年４月１日から12月31日までの期間にわたり、EDFが20TWhの追加ARENH量を46.20ユーロ/MWhの価格で適格供給業者に提供することが含まれていた。

この措置の適用条件は、2022年３月11日付政令および４本の省令において定められた。2022年４月１日から12月31日までの期間中に46.2ユーロ/MWhの価格でこれらの追加量から恩恵を受けることを希望する適格供給業者は、ARENH制度の下でEDFが当該業者に販売した量と同量を、256.98ユーロ/MWhの価格（2022年度のフランス本土におけるベースロード電力供給に係る2021年12月２日から23日までの平均卸売市場価格）でEDFに販売することが、当該政令により求められた。当該追加量を供給業者間に割り当てるために、CREは2022年１月１日開始の引渡期間と同一の方法を適用した。実際には、CREは、19.5TWhのARENH追加量の割当を通知した。

2022年３月31日付決定2022-98に定める手続を適用して、CREは、適格供給業者が調達コスト減少（46.20ユーロ/MWhの価格による追加割当に起因する）の効果を顧客への請求を通じて還元するために用いる方法を監視および管理する仕組みを構築した。上記CREの決定に従って、EDFは、代替供給業者に課される条件を自社の市場価格契約に複製しなければならないとされた。

この措置は、EDFに主に２つの影響を与えた。

(i) 19.5TWhの追加電力を適格供給業者から256.98ユーロ/MWhの価格（50.11億ユーロ）で購入し、同時に同量の電力を46.20ユーロ/MWhの価格（900百万ユーロ）で販売することを義務付けられ、その結果生じた正味コスト（発電容量保証コストを含む）は、2022年４月１日から2022年12月31日までの期間について、41億ユーロであった。

(ii) 規制販売料金および市場価格の付値の算定に使用されるコスト積上方式における市場価格部分との関連でのARENH部分の増加に起因して、規制販売料金および市場価格契約の両方の顧客に対する販売価格が低下した。この措置による2022年度の規制販売料金契約への増分的な影響は、上述の料金上限が適用され既に規制電力料金の引上げが制限されていたことから限定的であったが、当該措置はまた、2022年度に上限料金がなかった場合に適用されていた料金と凍結された料金との差額も制限する。

2022年１月13日付プレスリリースにおいて、EDFは2022年３月11日付政令およびこの措置の残りを構成する４本の命令を考慮して、自社の利益を守るためのあらゆる適切な手段を講じると発表した。

この全体的な措置が自社に重大な不利益をもたらしたことから、EDFは、2022年５月に、国に対し2022年３月11日付政令および関連する命令の撤回を要請した。国は２か月以内に回答を行わず、暗黙の拒否を示したため、EDFは2022年８月９日に、国が権限を逸脱しているとし、当該政令および命令を不服として国務院に訴えを提起した。

これと並行して、EDFはこの政府措置の導入に起因する83.4億ユーロと見積られる不利益に対する賠償請求の予備クレームを首相に送付した。国は２か月以内に回答を行わず、暗黙の拒否を示したため、EDFは、2022年10月27日に、当該政府措置の結果被った不利益に対する国の全額賠償を求めてパリ行政裁判所に賠償請求を提起した。

パリ行政裁判所に対する当該請求の目的は、当該措置の導入の結果EDFが直接被った不利益について、国から賠償を受けることである。これらの不利益の総額は83.4億ユーロと見積られ、その主な原因は以下の通りである。

- EDFが電力量を（256.98ユーロ/MWhの価格で）購入し、それを代替供給業者に（46.20ユーロ/MWhの価格で）販売した取引のコスト、および当該措置の適用に伴う発電容量保証のコスト。
- フランスのエネルギー法に規定されたこれらの料金の計算方法に起因する、規制電力販売料金水準に対する当該措置の直接的かつ確実な影響（EDFはフランスの規制料金電力の主たる供給業者である）。
- 電力供給契約を通じて当該措置の影響を顧客に転嫁する条件を定めたCREの2022年３月31日付決定の適用による、当該措置がEDFの市場価格契約の価格に及ぼす直接的かつ確実な影響。

2023年２月３日に、国務院は、2022年８月９日に提起されたEDFの訴えを却下した。当該措置の結果EDFが被った不利益に対する国の全額賠償を求めてパリ行政裁判所に提起されたEDFの請求に関する手続きは係属中である。

2022年度に向けたARENHの配分については、2022年11月10日付決定2022-287において、エネルギー法（2022年10月29日付政令2022-1380により修正されたエネルギー法第R.336-14条）の求めに従い、CREは2023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。また、現在の電力市場の異例の危機に鑑み、供給業者が申請したARENH取引量の承認に関し、チェックの強化と特別規則を導入した。

CREは、EDFが支配する子会社の申請量合計の限度超過分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制度および供給条件、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を明記した。

2022年度中に、CREは、代替供給業者３社に係る裁判所による清算決定または電力購入の政府認可保留を理由として、当該供給業者へのARENH引渡しが停止されたことをEDFに通知した。2022年５月のARENH期間におけるARENH量21.9MWhは、(i)不履行供給業者の清算および(ii)ARENH権利の救済供給業者への移行手続の未実施に起因して、EDFによる引渡しが行われておらず、CREは、これらの全量を11月の期間に再配分した。

2023年度の引渡しに係る2022年11月の期間中のARENH申請は、合計148.87TWh（EDF子会社および電力網事業者からの申請を除く）であった。CREは一部の申請を縮小して（合計-0.56TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計148.30TWhとし、各供給業者の申請を限度量合計の100TWh以内に削減した。このほかに、ARENH制度を複製した契約を通じておよび電力網の電力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（26.6TWh）。

EDFの原子力発電所に適用される新たな規制への移行の可能性について、2019年１月25日に公表された複数年エネルギー計画（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係る貢献の要請を開始した。提案された新たな規制は、ARENH制度を置き換える予定である。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３月17日に終了したこの協議に参加した。

その後、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、既存の原子力施設について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。2021年度以後、これらの潜在的な新たな規制の条件に関して重要な進展はない。

3.2　売上高の内訳

売上高の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
エネルギー売上高＊	**83,628**	**50,390**
電力	55,023	42,906
ガス	28,605	7,484
サービスおよびその他の売上高	**3,501**	**2,611**
売上高	**87,129**	**53,001**

＊ 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。

電力売上高の増加は、主に最終顧客向け売上高の増加および購入義務制度によるものである。

最終顧客向け売上高の増加（52億ユーロ）は、主に2022年度にフランスで実施された例外的な規制措置の影響を含む、規制料金および市場価格契約による売上高に対する価格効果に起因する。

- 規制料金販売に関する当該変動への価格効果は、2021年２月１日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.93%および非住宅顧客向け「青色」料金+3.23%）、2021年８月１日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.08%および非住宅顧客向け「青色」料金+0.84%）ならびに2022年２月１日から（住宅顧客向け「青色」料金+24.3%および非住宅顧客向け「青色」料金+23.6%）の規制料金の指針がTICFE税の引下げにより４%（税込）の引上げにとどまったことに起因している。
- 市場価格契約については、市場価格の上昇による有利な価格効果が、これらの契約にARENH追加割当が反映されたことにより(1,805)百万ユーロ減少した。

この価格効果は、特に年度末に観測された気候および消費低迷によるマイナスの数量効果を大幅に上回る。

購入義務対象の電力の再販売は、直物価格の大幅な上昇を反映した有利な数量効果により、48億ユーロの大幅な増加であった。

応力腐食現象による原子力発電量の著しい減少に起因してEDF Tradingを通じた市場での電力販売量は大幅に減少したが、これらの販売は極めて高価格で行われたため、2021年度からの変動は最終的に緩やかであった。売上高には、19.5TWhのARENH追加割当の９億ユーロでの販売も含まれる（「燃料およびエネルギー購入」に含まれる購入費用は50億ユーロであった）。

ガス売上高の増加は、主に2022年度に市場価格の上昇が継続し拡大したことによるEDF Tradingへの販売数量の増加を反映している。最終顧客向け売上高は、価格の上昇およびこれより程度は少ないが販売数量の増加により11億ユーロ増加した。

注記４．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
営業補助金（受取）	**883**	**5,554**

営業補助金は、主に、2022年度の公共電力サービス費用の補償に関して、EDFが受け取ったか、受け取る予定の補助金から構成されており、財務諸表上、2022年度における808百万ユーロ（2021年度における5,472百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。購入義務に関する補償対象の公共サービス費用は、2022年度において、市場価格が極めて高く全般的にEDFの購入義務費用を大きく上回ったことから、大幅に減少してマイナスとなった。ただし、2022年度に補償対象となる公共サービス費用は、当局が電力およびガスの上限料金を通じて導入した最終顧客への販売価格の制限に起因する販売収益減少の補償金額1,571百万ユーロを含む（注記3.1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。その法制上および規制上の枠組みの下で、2016年度以降、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は補償されることとなった。補償は当初、特別「エネルギー移行」項目および「公共エネルギー・サービス」項目の２つの国家予算項目から行われていたが、2021年１月１日から、公共エネルギー・サービス費用はすべて、一般予算を通じて補償されている。

2022年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2022年度財政法は、84億ユーロの「公共エネルギー・サービス」項目を一般予算に組み入れた。予算の対象は、再生可能エネルギーおよびバイオガスの支援契約（購入義務および追加報酬）に基づいて発生する追加コスト、電気およびガスの上限料金に伴う費用（注記3.1を参照）、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発電の支援に伴うコスト（基本的に熱電併給）、ならびに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。

電力の最終消費に係る内国税（TICFE）からの税収は、顧客への請求書上は公共電力サービス拠出金（CSPE）とも称され、一般予算に直接含められる。TICFE/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から直接徴収され（供給業者により徴収され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者から直接徴収される。

この税金の水準は、2016年度において、通常料率が22.5ユーロ/MWh、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12ユーロ/MWhから0.5ユーロ/MWhに設定された。これらは2021年度末までその水準に据え置かれた。その後、フランスの上限電力料金により、当該税金は実質的にその最低水準である住宅顧客向け１ユーロ/MWhおよび事業顧客向け0.5ユーロ/MWhまで引き下げられた。

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、CREは2022年度に、いずれもEDFの公共サービス費用の2023年度予測、2022年度の改訂費用予測および2021年度に計上された実績費用を明記した異例の２件の決定、すなわち最初の７月13日付決定（2022-202）および２件目の11月３日付決定（2022-272）を公表した。CREは、主要パラメータに大きな変更があったことから、2022年７月の予測を11月に更新することを余儀なくされた。

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、基本的原子力施設税、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。
  この補償は、関連する費用が発生するにつれて、または発生した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。
  現段階では、当該収益を財務諸表上で認識する理由はない。

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。2021年10月18日に、フェッセンハイム１号機からラアーグのOrano用地に最後の２つの使用済燃料パッケージが発送され、重要な経過目標が達成された。フェッセンハイム解体の政令は2026年度に公布される見込みである。

2022年12月31日現在、これらの原子炉２基に関する運転後費用および収益は、主に以下を含んでいる。

- 費用98百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費48百万ユーロ、商品およびサービス購入47百万ユーロ、所得税以外の税金で主に給与税、エネルギー税および地方税からなる４百万ユーロ）。

- **協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額46百万ユーロ。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ている。**

注記５．引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	*注記*	2022年度	2021年度
リスク引当金の戻入	***25***	**1,262**	**628**
リスク引当金の繰入	***25***	**(81)**	**(159)**
リスク引当金純額(1)		**1,181**	**469**
年金および類似債務	*28*	809	748
使用済燃料管理	*26*	849	1,282
放射性廃棄物長期管理	*26*	204	227
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	*26*	201	186
火力および水力発電所の廃止	*27*	53	46
その他費用引当金(2)	*29*	2,803	202
費用引当金の戻入		**4,919**	**2,691**
年金および類似債務	*28*	(835)	(915)
使用済燃料管理	*26*	(417)	(1,185)
放射性廃棄物長期管理	*26*	(128)	(126)
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	*26*	(273)	(262)
火力および水力発電所の廃止	*27*	(214)	(21)
その他費用引当金(2)	*29*	(3,573)	(245)
費用引当金の繰入		**(5,440)**	**(2,754)**
費用引当金純額		**(521)**	**(63)**
減損の戻入		**310**	**330**
減損の計上		**(296)**	**(231)**
減損純額		**14**	**99**
引当金および減損		**674**	**505**
戻入額合計		*6,491*	*3,649*
繰入・計上額合計		*(5,817)*	*(3,144)*

(1) 2022年12月31日現在のリスク引当金の繰入および戻入は主に、エネルギー供給契約に関係している。

(2) 2022年６月30日現在、その他費用引当金は、2022年３月11日付政令およびその施行令により導入された追加ARENH配分19.5TWhに係る2022年度下半期の費用に対する営業引当金2,749百万ユーロを含んでいた（注記3.1を参照）。これによりEDFは、2022年４月から12月までの期間中に、既定の量および価格で同時に購入および販売する義務を負った。すなわち、CREの監督の下で、Caisse des Dépôts et ConsignationおよびRTEと連携して、適格供給業者に19.5TWhのARENH電力を46.20ユーロ/MWhの価格で販売し、同一の供給業者から19.5TWhを256.98ユーロ/MWhで購入することが求められた。この引当金は、当下半期に当該販売および購入が行われた時点で全額使用された。

注記６．その他の営業収益および営業費用ならびに費用振替額

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
その他の営業収益	3,460	1,024
費用振替額	92	76
その他の営業収益および費用振替額	3,552	1,100
その他の営業費用	(2,661)	(2,480)
その他の営業収益および営業費用ならびに費用振替額	**891**	**(1,380)**

2022年度のその他の営業費用は(2,661)百万ユーロ（2021年度(2,480)百万ユーロ）であり、特に当年度中の省エネ証書利用または消費に係るコスト、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、撤去または廃棄済資産の正味帳簿価額、水力発電委譲に係るロイヤルティおよび再生可能エネルギー生産者に支払われる追加報酬を含む。

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。逆に、これらの収益が参照金額を上回った場合には、生産者は受け取った差額を返済しなければならない。このメカニズムは、フランスの購入義務システムを補完するものである。

2021年度第４四半期から2022年度全体にかけて、再生可能エネルギー生産者は価格上昇の恩恵を受け、追加報酬メカニズムが反転した結果、生産者がEDFに返済すべきマイナスの追加報酬が生じた。この展開は、2022年度改正財政法第38条の施行により、一定の契約において生産者が支払うべき金額につき設定されていた上限が変更されたことによって、さらに拡大された。2022年１月１日現在で、契約上の参照料金が44.78ユーロ/MWhの固定閾値を上回る場合には、生産者は、市場価格販売の収益と契約上の参照料金により算定された収益との差額を全額返済しなければならない。2022年度に観察された「その他の営業収益および費用振替額」の増加のうち2,361百万ユーロは、この状況に起因している。

省エネ証書

会計原則および会計処理方法

フランスの省エネ証書制度は、2005年７月13日付法律により導入された。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、国家公認の省エネ証書制度への資金提供、および流通市場における証書購入である。

EDFは、フランスの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616-24条に準拠して、省エネ証書の会計処理を行っている。

EDFの省エネ証書は省エネに係る規制上の要件を充足するために保有されているため、当社はANC規則2014-03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。

規制上のメカニズム

フランスの省エネ証書制度の第四期は、2021年12月31日に終了した。省エネ目標が大幅に引き上げられたものの、EDFグループは義務を充足し、第五期の開始に向けて在庫を有していた。

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）に関する政令2021-712が、2021年６月５日付官報にて公布された。この政令は、当該制度の有効性を高め（例えば、特例措置を大幅に削減し、計算を実際の省エネに近づける）、非常に脆弱な世帯向けの財政支援を増強し（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の引上げ、非常に脆弱な世帯に対する範囲制限、この分類のペナルティをMWhc当たり20ユーロに引上げ）、脱炭素エネルギーの開発を奨励していた。

- **この期に係る全体の義務は、17.2%増加して2,500TWhcであった（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は+37%増の730TWhc、「標準」義務は+11%増の1,770TWhc）。**
- **省エネ証書係数（販売エネルギー１MWh当たりの生産すべきMWhc）は、電力につき10.2%減少し、ガスにつき51.8%増加した。**
- **電力およびガスについて、省エネ証書を要しない閾値を、当初の400GWh/年から、2022年度は300GWh/年、2023年度は200GWh/年、2024年度以降は100GWh/年と段階的に引き下げている。**

ただし、省エネ証書制度の第五期の最初の数か月（2022年度上半期）において観測された市場価格の低水準から、新規の省エネプロジェクト数は大幅に減少した。新たな活力を生み出すため、DGECは2022年10月27日付政令2022-1368により、第五期の制度義務を上方修正することを決定した。

この新しい政令は、正式に第五期（2022-2025年）の義務を以下の通り引き上げた。

- **「標準」義務：当初1,770TWhcに対し1,970TWhc、および2023-2025年の期間は+200TWhc**
- **「エネルギー貧困」向け義務：当初730TWhcに対し1,130TWhc、および2023-2025年の期間は+400TWhc。**

このように、省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）の義務は、第四期（2018-2021年）よりも大幅に高くなっている（2,133TWhcから3,100TWhcに引き上げられた）。

注記７．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
購入燃料使用分(1)	9,059	4,422
エネルギー購入(2)	78,202	21,752
電力	*52,443*	*16,025*
ガス	*24,868*	*5,113*
サービスおよびその他購入品使用分(3)	18,819	17,354
購入およびその他の対外費用	**106,080**	**43,528**

(1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（核燃料、核分裂性物質、ガスならびに極めて低い割合の石炭および燃料油）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。この項目の増加は、主にCCG（コンバインド・サイクル・ガス）施設により発電のために消費されたガスの購入費用の増加に起因する。
購入燃料使用分はまた、温室効果ガス排出権の使用分（注記17を参照）を含む。
- 2022年12月31日現在、排出量は６百万トン（2021年12月31日現在は６百万トン）であった。
- 2022年度に、EDFは2021年度中に発生した排出に関して６百万トンを提出した（2021年度は、2020年度中に発生した排出に関して５百万トンを提出した）。

(2) エネルギー購入は、購入義務メカニズムを通じて行われた購入を含む。電力購入の増加は、主に高い市場価格の状況下での原子力発電量の低下（注記2.1.3を参照）により引き起こされた購入量の増加に起因する。2022年度にはまた、19.5TWhの追加ARENH配分（注記3.1を参照）に起因する購入も5,011百万ユーロとなった。
ガス購入は、価格および購入量の両方における大幅な増加の複合効果により増加した。観察された増加の大部分は国際市場での購入およびそれを下回る程度での国内市場での購入に関係する。これらの購入は年度内にほぼ消費されたため、ガス在庫の増加は純額で189百万ユーロと緩やかであった（注記17(1)を参照）。

(3) サービス購入は主に子会社である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2021年度から2022年度にかけて1,672百万ユーロ増加し、2022年度はフラマンヴィル３EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する費用617百万ユーロ（2021年度は548百万ユーロ）を含む（注記15(3)を参照）。

注記８．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)	2022年度	2021年度
給与・賃金に対する税金	180	172
エネルギー関連の税金	1,123	1,180
地域経済拠出金＊	41	313
資産税	305	288
その他税金	325	301
法人所得税以外の税金	**1,974**	**2,254**

＊ 地域経済拠出金の減少は、原子力発電量の低下を背景としたエネルギー購入量の増加（注記７を参照）およびARENH制度に係る19.5TWhの電力購入（注記3.1を参照）により、2022年度の付加価値水準が低下したことに起因する。

発電量に対するインフラマージナル上限価格（CRI）

2022年10月６日に欧州連合は、エネルギー価格危機に対処するための調和的行動に関する規則を採択した。この規則は特に、2023年冬季中におけるエネルギー消費の削減目標を設定し、化石燃料部門に係る超過利潤税を財源とした企業および家計向け国家補助金と、発電に係るインフラマージナル上限価格を導入するものである。

このインフラマージナル上限価格は、発電事業者に対し、ユーロ/MWh表示の閾値を超えるすべての収益を国に支払うことを求める強制的な税制措置である。当該EU規則の下では、この上限は2022年12月１日から2023年６月30日まで閾値180ユーロ/MWhにて適用されるが、多くのEU加盟国は適用期間の延長を決定し、異なる発電技術につきEU水準を大幅に下回る異なる閾値を設定している。

フランスでは、2022年７月-11月、2022年12月-2023年６月および2023年７月-12月の３期間におけるインフラマージナル収益に対し90%の課税が適用される。ある期間の不足額は、次の期間に繰り越すことができる。

各発電技術（異なる８種類）に対し別個のインフラマージナル収益の閾値（ユーロ/MWh表示）が設定されており、主として原子力発電90ユーロ/MWhおよび水力発電80-140ユーロ/MWh（各発電所の発電量に応じて異なる）である。

EDFのインフラマージナル収益は、2022年度の上限価格期間第１期および第２期の2022年12月において、原子力発電量の著しい減少（-81.7TWh）に起因する高値市場での購入に伴い、大幅なマイナスであった。その結果、2022年度の発電については、インフラマージナル収益に係る未払税金はない。

注記９．人件費

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
給与・賃金	3,981	3,720
社会保障費	2,634	2,687
人件費合計	**6,615**	**6,407**

人件費は、異例のインフレ経済下において2022年度に導入された全般的な昇給措置を含む。これらはまた、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費用41百万ユーロ（2021年度39百万ユーロ）も含む（注記15(3)を参照）。

平均従業員数の内訳は以下の通りである。

	2022年度			2021年度
	管理職	非管理職	合　計	合　計
IEG従業員	28,656	28,458	57,114	57,696
その他	847	3,646	4,493	4,339
平均従業員数	**29,503**	**32,104**	**61,607**	**62,035**

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10．減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2022年度	2021年度
無形資産償却費	391	332
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有	3,744	3,687
－委譲運営*	328	318
固定資産減価償却費および償却費合計	**4,463**	**4,337**
その他の減価償却費および償却費	**27**	**26**
減価償却費および償却費合計	**4,490**	**4,363**

*　*この減価償却費の増加は、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。*

注記11．金融損益

(単位：百万ユーロ)	2022年度		2021年度	
投資による収益(1)		**2,429**		**1,957**
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		**876**		**905**
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		**(1,512)**		**(1,264)**
－ヘッジ後の長期金融負債に係る費用	*(1,740)*		*(1,624)*	
－その他	*228*		*360*	
為替差損益		**(173)**		**(196)**
市場性のある有価証券売却損益		**(104)**		**(239)**
引当金の増減および費用振替額：		**(4,785)**		**(2,628)**
－従業員給付に係る割引費用	*(419)*		*(292)*	
－原子力引当金に係る割引費用(2)	*813*		*(2,090)*	
－専用資産の投資有価証券に係る引当金(3)	*(1,661)*		*(104)*	
－市場性のある有価証券の減損(3)	*(710)*		*(16)*	
－投資有価証券に係る引当金(4)	*(2,812)*		*3*	
－為替差損に係る引当金(5)	*(312)*		*(233)*	
－引当金、減損の戻入額および費用振替額	*222*		*167*	
金融損益		**(3,269)**		**(1,465)**

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- *Enedis（2022年度907百万ユーロ、2021年度540百万ユーロ）。*
- *Dortgaz（2022年度163百万ユーロ、2021年度２百万ユーロ）*
- *Manostock（2022年度109百万ユーロ、2021年度30百万ユーロ）*
- *CTE（2022年度179百万ユーロ、2021年度130百万ユーロ）。*
- *Framatome（2022年度61百万ユーロ、2021年度37百万ユーロ）。*
- *EDF PEI（2022年度100百万ユーロ、2021年度88百万ユーロ）。*
- *EDF Immo（2022年度73百万ユーロ、2021年度63百万ユーロ）。*
- *EDF Nam Theun Holding（2022年度42百万ユーロ、2021年度36百万ユーロ）。*
- *EDEV（2022年度49百万ユーロ、2021年度87百万ユーロ）。*
- *C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2022年度98百万ユーロ、2021年度183百万ユーロ）。*
- *EDF Holding SAS（EDF Tradingの持株会社）（2022年度445百万ユーロ、2021年度603百万ユーロ）。*

(2) 2022年度の原子力引当金に係るプラスの割引の影響は、2021年度において実質割引率が10ベーシス・ポイント低下した後、2022年度に50ベーシス・ポイント上昇したことによるものである。割引の影響は正味813百万ユーロであり、主に時の経過による割引の戻入れに係る費用(1,830)百万ユーロと、資産の裏付けがない引当金について損益計算書に計上された2022年度の実質割引率の変動によるプラスの影響2,548百万ユーロから成る（注記26(1)を参照）。
2021年12月31日現在、原子力引当金に係る時の経過による割引の戻入れの費用(1,474)百万ユーロは、割引率に関する不利な影響(617)百万ユーロによって補足された。

(3) この変動は、2021年度と比較して極めて不利な2022年度の金融市場動向によるものである。

(4) 2022年12月31日現在、EDF Internationalに対する保有投資について2,650百万ユーロの減損が認識された（注記16.1(4)を参照）。

(5) 注記25(1)を参照。

注記12．臨時損益

2022年12月31日現在、臨時損益は差引536百万ユーロであった。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296百万ユーロ。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額56百万ユーロ。
- 係属中の税務訴訟に対する引当金の戻入額135百万ユーロ。2012-2013年度および2016-2019年度の特定の長期負債の税務上の損金算入可能性に関する既存の争議の結果に関連して2022年度にEDFが支払った金額に関する69百万ユーロを含む。対応する費用は法人所得税費用として認識されている（注記13.2を参照）。当社はさらに国務院に上訴し、当該上訴は2022年度後半に適格と判断された。EDFは現在、審理日程の決定を待っている。

2021年12月31日現在、臨時損益は差引1,765百万ユーロであった。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1,070百万ユーロ。
- 2021年６月29日にAREVAとEDFが署名した契約に基づく和解補償金に対応する利益501百万ユーロ。
- 係属中の税務訴訟に対する引当金の戻入額459百万ユーロ。これは当初、特定の長期負債の税務上の損金算入可能性に関する国務院の2020年12月11日付決定の後、2020年12月31日現在で(538)百万ユーロの引当金を計上したことに続くものであった。2021年６月17日、本件を扱う裁判所は当社に不利な判決を下し、当社に有利であった第一審判決を取り消した。この判決の執行により、EDFは2008年度から2010年度について2021年７月に374百万ユーロを支払い、2014年度から2015年度については2021年６月に既に85百万ユーロを支払っていた。この結果、引当金のうち459百万ユーロが取り崩され、対応する費用が税金費用として認識された。2021年６月30日現在、当該引当金は79百万ユーロであり、2012-2013事業年度および2016-2021事業年度に関係していた。2021年12月31日現在、当該引当金は2021年度に係るリスクの再評価により69百万ユーロとなった。
- 係属中の競争当局（ADLC）訴訟手続関連費用に対する引当金の増加（注記29.1(1)を参照）。
- 税務上の減価償却超過額の純戻入額30百万ユーロ。

注記13．法人所得税

13.1　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。この納税グループは2022年度において、Enedis、EDF International、EDF RenewablesおよびDalkiaを含む289の子会社から構成されている。

13.2　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、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。

EDFは、納税グループの代表会社として、2022年度に147百万ユーロの法人所得税収益（2021年度の1,410百万ユーロの法人所得税費用の後）を計上した。

この税金収益の内訳は以下の通りである。

- 2022年度のマイナスの課税所得に係る税金収益8,552百万ユーロ。税額控除41百万ユーロを含む。
- 臨時損益に係る税金費用554百万ユーロ。注記12に記載した税務訴訟に係る69百万ユーロおよびモントルイユ行政裁判所の2022年８月29日付判決により支持された税金調整額297百万ユーロ（注記29.2を参照）を含む。
- 連結納税から生じた調整に対応する税金費用7,851百万ユーロ。

13.3 繰延税金

繰延税金は、EDFの親会社の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、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は、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)	2022年12月31日 現在	2021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)	(17,551)	(15,469)	(2,082)
－金融商品および未実現為替差益	(1,881)	(5,656)	3,775
－その他	(428)	(457)	29
標準税率を適用される繰延税金資産合計	**(19,860)**	**(21,582)**	**1,722**
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	4,682	2,450	2,232
－その他	2,889	2,723	166
標準税率を適用される繰延税金負債合計	**7,572**	**5,173**	**2,398**
－未課税資産譲渡益		-	-
－15%課税の損失引当金繰入額	(39)	(11)	(28)
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	**(39)**	**(11)**	**(28)**
繰延税金の課税標準	**(12,328)**	**(16,420)**	**4,092**
標準税率による将来の未収税金(2)	11,030	4,237	6,793
軽減税率による将来の未収税金	6	2	4

(1) 主として従業員雇用後給付および、係属中の税務訴訟において暫定的に損金算入可能性について異議が唱えられ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に関係している。

(2) 2022年度に係る納税グループの損失に起因する将来の節税額を織り込んでいる。

貸借対照表

注記14．無形資産

会計原則および会計処理方法

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。

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予約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ルティは、通常、サービスの提供時に費用計上される。SaaS契約に係る費用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。

無形固定資産純額の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在累計額	増加	減少	2022年12月31日現在累計額
ソフトウェア	2,768	479	60	3,187
その他	298	7	-	305
建設中の無形資産＊	1,370	728	494	1,604
総額	**4,436**	**1,214**	**554**	**5,096**
ソフトウェア	(1,680)	(377)	(58)	(1,999)
その他	(154)	(14)	-	(168)
償却費および減損	**(1,834)**	**(391)**	**(58)**	**(2,167)**
純額	**2,602**	**823**	**496**	**2,929**

＊ 2022年12月31日現在、建設中の無形資産には、特に、EPR 2およびSMR（小型モジュラー炉）プロジェクトに関する調査それぞれ980百万ユーロおよび141百万ユーロ（2021年度707百万ユーロおよび69百万ユーロ）が含まれている。

当期中の主要な進行中のプロジェクトおよび投資

フランスの新原子炉：EPR 2プロジェクト

EPR 2プロジェクトは、第３世代原子炉の安全目標を満たす新たな加圧水型原子炉に関連しており、EPR原子炉および現在稼働中の原子炉から得た設計、建設および運転開始の経験を織り込むことを目指している。

2019年７月16日に、ASNはEPR 2に関するEDFの主要設計オプションの安全水準は満足できるものであったとの見解を公表した。ASNは「全般的な安全目標、安全の基本要件および主要設計オプションは全体として満足できるものであった」と表明した。

EPR 2はまた、出力（現在の原子炉の最大出力である1,450MWに対し1,650MW）、発電量、供給力、操作性に関して優れた運転性能を提供することが見込まれる。

環境連帯移行省が2019年１月25日に公表したPPE案は、政府が原子力業界とともに、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。

EPR 2に関する決定を待つ間に、EDFは2020年12月16日の取締役会により、費用予算約10億ユーロをもって2022年度末まで当該プロジェクトを継続する権限を与えられた。

2021年度にEDFは、フランスの当局と協力して政府監督下の作業プログラムに貢献する取組みを完了した。それは、最初のEPR建設からのフィードバックの正式な提供、および（フランス内外の先行するEPRプロジェクトからの経験を織り込んだ調整済EPRモデルを使用して）３対の原子炉を建設する業界プログラムに対するフランスの原子力部門の対応力を明らかにすることであった。

実施された分析は、必要性の根拠、原子力部門の参加者を動員するための行動計画、予想費用の見積り、当該プログラムの統率と資金調達に関する可能な選択肢の分析（ならびに規制および法的枠組みの変更に関するその帰結）、一定の候補地の事前の識別、新原子力発電所が産出する廃棄物の管理に関する問題の検討、ならびに欧州委員会との連携や公開協議等の取るべき行動を対象としていた。

DGECは2021年夏に当該プログラムに関連するこの分析の一部について監査を行い、スケジュールおよび費用の見積りに用いた方法の妥当性を確認した。

フランス大統領は2021年11月の演説において、フランスが原子力プログラムを再開しフランス国土に新原子炉を建設することを宣言した。フランス東部のベルフォールを訪問中であった2022年２月10日に、大統領は2035年までにEPR 2原子炉６基を建設し、2050年までのEPR 2原子炉８基の増設に向けた調査を開始するプログラムへの着手を発表した。大統領はまた、2035年までに最初の新原子炉の運転開始を目指す必要があるとの見解を示し、これらの新EPR 2ユニットはEDFが建設・運営することになると述べた。

投資の決定はまだ行われていない。当該プログラムに向けた適切な資金調達および規制の計画は現在準備段階にあり、当該プロジェクトの完成費用の更新は2023年夏になるものと見込まれている。

EPR 2に関する決定がなされるまでの間、EDFは2022年３月31日の取締役会により、2023年度末まで開発作業を継続する権限を与えられ、約６億ユーロの追加予算が付与された。

NUWARD、フランスの小型モジュラー炉（SMR）プロジェクト

小型モジュラー炉（SMR）については、2022年度にNUWARD™の開発が継続された。NUWARD™は、170MWユニット２基から成る第３世代のモデル加圧水型発電所であり、大量に建設して広範囲に輸出する目的で設計されている。その主な目標は、今後数十年間で化石燃料火力発電所から置き換わることである。販売は、2030年度までに着工予定のフランスのモデル発電所によって支えられる。

NUWARD™ SMRの設計は、ASNがチェコおよびフィンランドの安全当局であるSUJBおよびSTUKと協力して行う事前評価を受けている最中である。この評価の目的は、SMRの国際認可の付与を加速させるとともに規制の調和に新たな弾みをつけることにある。

2022年12月に、EDFとFortumは、フィンランドおよびスウェーデンにおけるSMRおよび大型原子炉の開発機会を共同で模索するための協力契約に署名した。

2022年度終盤に、EDFグループは、NUWARD™プロジェクトの次なる部分である、2023年度初めに開始し2026年度末までに完了予定の基本設計フェーズを主導する専門子会社を設立した。この子会社はNUWARDと称し、当グループが完全所有している。同社は、EDF、CEA、TechnicAtome、Naval Group、FramatomeおよびTractebelから継続的に技術支援を受ける。

「フランス2030」計画に基づき供与された補助金50百万ユーロは、欧州委員会からの正式な通知および承認の後、2022年12月にフランス政府から受領された（注記22(2)を参照）。2022年２月10日のベルフォールでの演説において、フランスの大統領は、NUWARD™プロジェクトに対する500百万ユーロの追加国家支援を発表していた。

注記15．有形固定資産

会計原則および会計処理方法

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

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26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26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り、計画された閉鎖時、特に主要な点検中に実施される作業の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、費用として認識される。

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

委譲資産の減価償却期間については、委譲契約期間を考慮している。

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
- フランス政府により委譲された水力発電委譲

委譲の会計処理は、フランスの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。

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、標準的な委譲規則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で署名された（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。

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、その耐用年数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24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28件の更新を行っていない。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、当該法律では、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」と規定されている（フランスのエネルギー法第L.521-16条第３段）。

これらの状況において委譲が運営される場合には、2019年度以降の「継続延長」利益に基づく報酬が支払われることとなっている。この報酬は、フランスのエネルギー法第R.523-5条に定義する委譲の標準利益の40%（法人所得税控除後）に相当する。

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。
- 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、経済成長、コモディティ価格（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）等の要因に関する一連の仮定を組み立て、需給バランスの基本モデルと組み合わせて、分析的に構成される。EDFは、仮定の主要な各要素について外部機関の分析と比較する。例えば、電力価格に主に影響を与えるコモディティおよび二酸化炭素については、EDFは自社のシナリオと、IEA、IHS、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大きく受ける。

- 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
- 中期計画期間以降について使用した成長率および該当する場合には考慮に入れた最終価値

有形固定資産純額の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在累計額	増加	減少	2022年12月31日現在累計額
土地、建物および土地改良	12,348	287	64	12,571
原子力発電所	65,898	3,246	1,459	67,685
電力網以外の機械および設備	13,471	267	168	13,570
EDF所有電力網	1,155	39	2	1,192
その他の有形資産	1,803	126	96	1,833
EDF所有有形固定資産	**94,675**	**3,965**	**1,789**	**96,851**
土地、建物および土地改良	10,845	124	22	10,947
電力網以外の機械および設備	1,866	91	20	1,937
委譲電力網	3,297	217	25	3,489
その他の有形資産	21	-	-	21
委譲運営有形固定資産(1)	**16,029**	**432**	**67**	**16,394**
建設中の有形固定資産(2)	**20,872**	**5,685**	**4,445**	**22,112**
総額(3)	**131,576**	**10,082**	**6,301**	**135,357**
土地、建物および土地改良	(8,075)	(298)	(55)	(8,318)
原子力発電所(4)	(44,139)	(4,616)	(1,470)	(47,285)
電力網以外の機械および設備	(9,690)	(483)	(163)	(10,010)
EDF所有電力網	(593)	(34)	(2)	(625)
その他の有形資産	(1,217)	(137)	(93)	(1,261)
EDF所有有形固定資産	**(63,714)**	**(5,568)**	**(1,783)**	**(67,499)**
土地、建物および土地改良	(6,822)	(155)	(20)	(6,957)
電力網以外の機械および設備	(1,118)	(38)	(13)	(1,143)
委譲電力網	(1,392)	(96)	(22)	(1,466)
その他の有形資産	(11)	-	-	(11)
委譲運営有形固定資産	**(9,343)**	**(289)**	**(55)**	**(9,577)**
建設中の有形固定資産	**(89)**	**(3)**	**(60)**	**(32)**
減価償却および減損	**(73,146)**	**(5,860)**	**(1,898)**	**(77,108)**
純額	**58,430**	**4,222**	**4,403**	**58,249**

(1) 委譲運営有形固定資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関係する。

(2) 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（主要部品、特に蒸気発生器の取替、ならびに10年検査および定期検査に関連する作業）ならびにEPR発電所の建設（フラマンヴィル３）に関係している。2022年12月31日現在、応力腐食現象に係る資産計上費用は376百万ユーロである（注記2.1.3を参照）。

(3) 2022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、12,464百万ユーロである（建設中の資産12,155百万ユーロおよび稼働中の資産309百万ユーロ）。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635百万ユーロならびに、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902百万ユーロが含まれるため、取得原価ベースの建設

費用累計額は10,927百万ユーロである。2022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の累計額は112百万ユーロである。

2022年12月16日に、EDFは、フラマンヴィル３プロジェクトの日程調整を発表し、見積完成費用を2015年のユーロで中間利息を除き127億ユーロから132億ユーロへ増額した。

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2022年度に、サービスおよびその他購入品使用分617百万ユーロ（注記７(3)を参照）および人件費41百万ユーロ（注記９を参照）から構成される658百万ユーロで営業費用に計上された。これらの費用の累計額は17億ユーロである。2022年12月16日に発表された再調整により生じる、主に修理済み接合部の応力除去熱処理に関する非経常的な追加費用もまた、営業費用に計上される予定である。

(4) 2022年度における原子力発電所の減価償却および減損の増加は、2022年12月31日現在の実質割引率の変動が、資産の裏付けがある引当金の場合の関連資産および基礎資産の減損に与えた影響に起因する（注記26を参照）。

フランスの原子力発電所の減価償却期間

注記1.2.1に記載した通り、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉４基）の減価償却期間は、900MWシリーズ（2016年１月１日以後）および1,300MWシリーズ（2021年１月１日以後）については50年、減価償却期間の延長条件を満たしていないN4シリーズ発電所については40年となっている。

2020年４月に採択された、2019年-2028年を対象とするフランスの複数年エネルギー計画（PPE、Programmation Pluriannuelle de l'Énergieの略称）に基づき、フランスの原子炉12基が2035年までに閉鎖される予定である。これは第５回10年検査前の900MW原子炉２基の2027年および2028年における閉鎖を含むため、900MW原子炉２基については早期閉鎖シナリオが採用された。EDFの財務諸表における原子力引当金および減価償却費に対するその影響は重要ではない。

フランスの石炭火力発電所の減価償却期間

フランスの2019年11月８日付エネルギーおよび気候法を考慮して、コルドメ石炭火力発電所の減価償却期間の終了時期は、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後も操業を継続することを視野に入れて、2026年まで延期された。2021年７月８日に、EDFは、エココンバスト・プロジェクトについて、継続の条件が充足されなかったため、終了を決定したことを発表した。コルドメ発電所は、当該発電所に対し年間最大約750時間までのフル稼働による使用を認めるエネルギーおよび気候法に準拠して、RTEが定義する電力システムの要件を満たすために、2024年度まで、さらに恐らくは2026年度まで、操業を継続する予定である。2022年２月の政令2022-123および2022年９月の政令2022-1233は、化石燃料火力発電設備による温室効果ガス排出の上限を引き上げるという異例の措置をとり、電力システムへの負荷リスクを理由に2022年度および2023年度の稼働時間の上限を撤廃した。減価償却期間の終了時期は現在のところ2026年度で据え置き、減価償却スケジュールは当該新たな運営規則を考慮に入れている。

資産に係る減損テスト

EDF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は正味帳簿価額12,464百万ユーロのフラマンヴィル３発電所を含む（注記15(3)を参照）。

発電所の回収可能価額は、長期資産の減損に関する会計方針に記載した通常の方法により、当該資産の耐用年数にわたり2022年12月31日現在6.3%（2021年12月31日現在の5.1%から120ベーシス・ポイント上昇）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ている。原子力資産については、50年を大きく超えて発電所を稼動させることがEDFの戦略であるが、EDFのベンチマーク・モデルでは、2022年12月31日現在で適用される減価償却期間に基づいて、900MWおよび1,300MWシリーズ発電所については50年、N4シリーズ発電所については40年の稼働期間を仮定している。減損テストはまた、フラマンヴィル３（計画稼働期間60年）につき、日程および費用を調整後の直近の予測を織り込んでいる（注記15(3)を参照）。

2023年度から2025年度までの期間について、価格および規制に関する主要な仮定は、先渡価格（この対象期間にわたり2021年度末現在より大幅に上昇）および契約済みヘッジ、ARENH量100TWhおよび価格42ユーロ/MWh、現行の財政法に準拠したフランス国家予算を財源とする最終消費者向け上限料金（従ってEDFのキャッシュ・フローは損なわれない）、ならびに2022年度のマイナスの収益を考慮したインフラマージナル収益上限の最善の見積値（注記８を参照）を考慮している。これらの仮定は、取締役会により承認された2023年度予算と整合している。

ARENH制度が終了する2026年度以後については、現在のところ既存の原子力発電所に関する規制がないため、参照する減損テストの枠組みは、料金および価格の構築に当たり、全面的に市場のエクスポージャーにさらされるとの仮定を適用している。

中長期の価格分析の結果、2023年度に係る300-330TWhの範囲を起点とした原子力発電量の緩やかな回復を背景に、減損テストで示唆された余裕は、WACCの上昇により緩和されたものの、（例外的な追加ARENH割当に伴う措置の影響および2022年度の原子力発電量低下の影響前でさえも）2021年度より大幅に拡大した。当該テストは、回収可能価額が正味帳簿価額を大きく上回っていることを示している。

テストの主要な仮定は引き続き、以下に関係する。

- 原子力資産の耐用年数
- 長期の市場価格シナリオ（ARENH制度終了後）および、これより程度は少ないが中期の対象期間にわたる先渡価格の変動
- 原子力発電量
- 割引率
- これより程度は少ないが、コストおよび投資の変更、ならびに発電容量の想定収益。

これらの主要な仮定について、個別および複合の感応度分析が行われ（WACCの50ベーシス・ポイント上昇、期間全体にわたる原子力発電量の年間10TWhの減少、期間全体にわたる投資ないし営業費用の５％増加、発電容量価格の下落、2026年度以後の市場価格が参照シナリオの価格を持続的期間にわたり10%下回る）、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。また、追加の感応度テストが、2024年から2025年の対象期間について、より不利な収益シナリオを用いて実施され、特に、潜在的に不利な規制措置を考慮すると、他のすべての事項を一定として、当該テストの余裕は大幅に減少する可能性がある。

注記16．金融資産

会計原則および会計処理方法

投資

投資は、取得原価で計上されている。

投資の売却損益はFIFO（先入先出）法に基づき評価される。

投資の取得に係る譲渡税、報酬および手数料ならびに法務費用は資産の取得原価に含められる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含められる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

EDFグループの連結会社に対する投資については、使用価値は主に当グループの財務諸表に連結された当該会社の自己資本価値を参照して決定される。また、関連ある場合には、当グループが実施した減損テスト中に収集された情報等、他の要因も考慮される。

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。

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。

16.1　金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2022年12月31日現在 累計額	2021年12月31日現在 累計額
投資(1)	61,474	60,923
投資に関連する債権	51	51
投資有価証券(2)	25,215	25,201
その他の投資	94	202
子会社貸付金その他の金融資産(3)	34,207	23,829
金融資産合計、総額	**121,041**	**110,206**
投資および関連債権の減損(4)	(3,521)	(709)
投資有価証券の減損(5)	(2,084)	(404)
減損合計	**(5,605)**	**(1,113)**
金融資産合計、純額	**115,436**	**109,093**

(1) 投資の増加は、基本的に、EDF InvestによるC87（デンマークの光ファイバー網の保有会社）の増資に対する新規投資351百万ユーロおよびC88（米国のデータセンターへの投資の保有会社）の増資引受156百万ユーロに対応する。

(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、これにより生じた正味利益は専用資産ポートフォリオに再投資されている（注記12を参照）。

(3) 2022年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計34,162百万ユーロであり、主にイングランドのHPCプロジェクトの資金調達に関連するEDF Internationalに対する15,690百万ユーロ、EDF Tradingに対する5,120百万ユーロ、EDF Renewablesに対する4,364百万ユーロ、Enedisに対する3,980百万ユーロ、EDF Energyに対する2,146百万ユーロおよびDalkiaに対する2,045百万ユーロに関係する。

(4) 2022年12月31日現在でEDFの貸借対照表の資産に計上されている投資の使用価値を見直した結果、特にEDF Internationalに対する投資について2,650百万ユーロの減損が計上された（注記11(4)を参照）。EDFグループの国際投資の大部分の持株会社として、EDF International株式の使用価値は、グループの連結自己資本に対する様々な子会社および下位企業集団の貢献を基礎とし、様々な資金生成単位の減損テストにより示されたプラスのマージンを考慮している。

EDF Internationalに対する投資の使用価値の2022年度における悪化は、基本的に、英国のEDF Energyの実現可能価額の大幅な低下によるものであり、その大部分は割引率の極めて大幅な上昇、およびこれより程度は少ないが2022年５月に発表されたHPCプロジェクトの完成費用の修正に起因する。

(5) この項目の変動は、主に、2021年度ほど有利でなかった2022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11(3)を参照）。

16.2　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)	2022年12月31日現在所有持分の帳簿価額総額	2022年12月31日現在減損計上額	2022年12月31日現在所有持分の帳簿価額純額	資本保有率(%)	2021年度自己資本	2021年度純利益	2022年度受取配当金	2021年度売上高
子会社								
EDF International(1)	25,930	2,650	23,280	100	16,154	(804)	-	1
C3(2)	11,196	-	11,196	100	11,447	103	98	-
EDEV(3)	6,891	-	6,891	100	6	51	49	nm
CTE(4)	2,705	-	2,705	50.1	5,294	264	179	-
EDF Holding SAS(5)	1,950	-	1,950	100	2,590	445	445	-
EDF Immo(6)	1,361	-	1,361	100	1,497	77	73	-
EDF Nam Theun Holding(7)	437	-	437	100	427	36	42	-
その他の持株会社(8)	4,406	428	3,978	100	3,499	145	412	-
持株会社	**54,876**	**3,078**	**51,798**				**1,298**	
フランス								
Enedis	2,700	-	2,700	100	6,312	1,196	907	15,637
Framatome	2,014	-	2,014	75.5	2,682	111	61	2,127
Dalkia	967	140	827	99.9	484	59	35	2,470
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	561	100	1,176	159	100	989
Edvance	12	-	12	80	6	(23)	-	583
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	3	50	9	-	-	9
その他の国々			-					
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	89	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	nm	-	-	50	8	nm	nm	4
工業および商業会社	**6,274**	**154**	**6,120**				**1,103**	
その他の企業(GIE EIFER)	**130**	**125**	**5**				**-**	
子会社合計	**61,280**	**3,357**	**57,923**				**2,401**	

nm: 重要性なし(500,000ユーロ未満)。

(1) EDF Internationalは、主にフランス国外のエネルギー部門で事業を営む企業に対する投資を行い、当該投資を管理している（EDF Energy、Edison、Luminus、EDF Gas Deutschland、EDF China Holding Ltd、EDF Norte Fluminense、およびEDF Inc.）。EDF Energyは、HPCおよびSizewell Cを含むイングランドの原子力開発プロジェクトを実行している（2022年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記10.6「建設中の資産」を参照）。

(2) C3は、他の投資の中でも、フランス国外事業への中長期の資金調達を担う子会社であるEDF Investissements Groupeの100%を保有している。

(3) EDF Développement Environnementは、フランスにおけるグループの事業分野開発に貢献する子会社および投資に対する持株会社であり、エネルギーの効率化および革新（IZI solutions、IZI solutions Rénov、IZI confort、EDF ENR、Sowee）、 電気自動車（IZIVIA）、原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の管理（Cyclife、Orano DS）、再生可能エネルギー源からの発電（EDF Renewables、Hydrostadium）、地域エネルギー管理（Agregio、e2m）、ならびにÉlectricité de Strasbourgを含むその他の事業を含んでいる。

(4) CTEはRTEの100%を保有している。

(5) EDF Holding SASは、最適化およびリスク管理サービスならびに卸売市場との接点を提供するEDF Tradingを保有している。

(6) EDF Immoは、Gérance Générale FoncièreおよびSofiloの100%ならびにその他の投資を保有している。

(7) EDF Nam Theun Holdingは、Nam Theun 2 Power Co.への投資を保有している。

(8) その他の投資の個々の価額は400百万ユーロ未満である。

16.3 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)	2022年12月31日現在所有持分の帳簿価額総額	2022年12月31日現在減損計上額	2022年12月31日現在所有持分の帳簿価額純額	資本保有率(%)	2021年度自己資本	2021年度純利益	2022年度受取配当金
子会社合計	**61,280**	**3,357**	**57,923**	**-**	**-**	**-**	**2,401**
投資							
EDFが10%から50%の持分を保有する会社							
Trimet France	130	108	22	35	338	62	13
Dalkia Investissements	63	56	7	50.0	16	1	1
合計	**193**	**164**	**29**				**14**
EDFが10%未満の持分を保有する会社							
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9.8	121	4	nm
合計	**1**	**-**	**1**				**-**
投資合計	**194**	**164**	**30**				**14**
子会社および投資合計、総額	**61,474**	**3,521**	**57,953**				**2,415**

nm: 重要性なし(500,000ユーロ未満)。

16.4 子会社との関係

	EDFの債権(1)		EDFの負債(1)			
(単位：百万ユーロ)	貸付金	営業債権	流動勘定に含まれる純負債	営業負債	金融費用	金融収益(配当を除く)
会社						
Atmea	162					20
CTE		539		498		
Framatome		149		581		
EDF Energy	2,146	156		81		51
EDF Renewables	4,364	58				49
EDF International	15,690					301
EDF Trading	5,120	5,200		8,517		73
Edison						2
Enedis	3,980	90		1,795		21
Dalkia France	2,045	81		258		54
Groupe PEI	492			126		12
Citelum						2
EDF Luminus	80					2
Edvance	19	66		77		
流動勘定(2)				2,500		
子会社の流動性に関する投資契約			3,718		(63)	
子会社とのグループ現金管理契約(3)			13,338		(63)	
連結納税契約				1,563		

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Enedisに関する887百万ユーロ、EDF Sofiloに関する615百万ユーロ、PEIに関する553百万ユーロおよびEDF Immoに関する271百万ユーロを含む。

(3) C3に関する5,186百万ユーロ、EDF Energyに関する2,374百万ユーロ、EDF Tradingに関する1,624百万ユーロおよびEDF Holding SASに関する1,149百万ユーロを含む。

16.5 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	**25,201**	**24,944**	**29,741**	**25,215**	**23,297**	**25,495**

2022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23,297百万ユーロから構成されている（注記26.6.5を参照）。

16.6 自己株式の変動

2021年５月６日の株主総会において、当社の自己資本を構成する株式総数の10%を上限に、期間18か月間の株式買戻プログラムが承認された。このプログラムは2021年度に流動性契約を通じて値付け目的で実施された。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	増加	減少	2022年12月31日現在
総額	14		(7)	7
減損	(2)		2	-
自己株式、純額	**12**	**-**	**(5)**	**7**

2022年12月31日現在、「投資有価証券」には合計888,511株の自己株式が、純額７百万ユーロで含まれている。

16.7　貸付金および投資に関連する債権

この項目は、主に子会社貸付金から構成される。

（単位：百万ユーロ）	流動性			2022年12月31日現在総額	2021年12月31日現在総額
	１年未満(1)	１－５年(2)	５年超(3)		
投資に関連する債権	2	-	49	51	51
子会社貸付金およびその他の金融資産(4)	18,458	9,924	5,825	34,207	23,829
貸付金および投資に関連する債権	**18,460**	**9,924**	**5,874**	**34,258**	**23,880**

(1) 与信枠の引出の期日に対応する、EDF Internationalに関する99.4億ユーロ、EDF Tradingに関する51億ユーロおよびEDF Renewablesに関する10.5億ユーロを含む。

(2) 与信枠の引出の期日に対応する、EDF Internationalに関する56.6億ユーロおよびEDF Renewablesに関する23億ユーロ、ならびに貸付金および与信枠の引出の期日に対応するEnedisに関する10億ユーロを含む。

(3) 貸付金および与信枠の引出の期日に対応するEnedisに関する23.6億ユーロ、貸付金の期日に対応するEDF Energyに関する15億ユーロ、ならびに与信枠の引出の期日に対応するEDF Renewablesに関する10億ユーロを含む。

(4) この変動は、主に2022年度の子会社貸付金、EDF Internationalに対する26億ユーロ、EDF Tradingに対する22億ユーロ、Enedisに対する20億ユーロ、EDF Energyに対する20億ユーロおよびEDF Renewablesに対する15億ユーロによるものである。

注記17．棚卸資産および仕掛品

会計原則および会計処理方法

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接材料費（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。

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、材料費、労務費および下請けサービス（フッ素化、濃縮、生産）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、燃料が原子炉に装荷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。その量は各構成要素に棚卸資産の加重平均原価を適用して評価される。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。

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６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3.1を参照）。

予備部品の減損は、当該部品の回転率に依存する。

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（EU-ETS）を定めた。

この制度は、全EU加盟国で適用され、排出量の年間上限を設定している。企業（EDFを含む）は上限を超えない排出割当量を受け取るかまたは購入し、その翌年度に、販売商品（電力、熱、鉄、紙など）の生産からの直接的な温室効果ガス排出など、経過した年度のスコープ１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100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。

取引期間の第四期（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で定められた排出量削減目標と2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成するために厳格化された（EU全体で1990年の水準に対し40%の排出量削減という全般的な目標を設定）＊。重要な措置の１つは、年間割当量の削減を年間43百万トン（2010年の割当量を2.2%下回る）へ加速することであった。

＊　*現在のEU-ETS割当量の軌道は、Fit for 55パッケージを適用して行われる予定の変更をまだ含んでいない。*

欧州委員会はまた、2030年までに二酸化炭素排出量を（1990年の水準と比較して）55%以上削減するとの増強された目標に欧州連合を近づけることを意図して、2021年７月14日に「Fit for 55」と題する提案パッケージを提示した。2022年12月に最終決定された欧州の「三者協議」により、2021年７月に欧州委員会が法的提案にて設定した当初目標が引き上げられた。ETSに関係するセクターの割当量は、2030年までに（2005年の水準と比較して）62%削減されることになる。

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。

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、既排出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。

棚卸資産の種類別の帳簿価額は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在			2021年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額

核燃料	8,929	(24)	8,905	8,471	(39)	8,432
その他の原材料	351	-	351	126	-	126
その他の貯蔵品(1)	2,833	(294)	2,539	2,000	(250)	1,750
仕掛品その他の棚卸資産(2)	1,038	-	1,038	645	-	645
棚卸資産合計	**13,151**	**(318)**	**12,833**	**11,242**	**(289)**	**10,953**

(1) 「その他の貯蔵品」の増加は主に発電容量証書の増加に起因する。ガス在庫向け仕掛品は正味189百万ユーロ増加した（注記７(2)を参照）。

(2) 「仕掛品その他の棚卸資産」の増加は主に2022年12月31日現在の省エネ証書在庫の増加に起因する。

注記18．その他の流動資産ならびに現金および現金同等物

会計原則および会計処理方法

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。

その他の流動資産および現金の期日別内訳は下表の通りである。

	流動性			2022年12月31日現在総額	2021年12月31日現在総額
（単位：百万ユーロ）	１年未満	１－５年	５年超		
発注に係る前渡金および未成業務支出金	**419**	**89**	**219**	**727**	**719**
－営業債権：					
請求額	2,689	-	-	2,689	2,532
未請求受取債権(1)	18,676	-	-	18,676	16,816
－その他の受取債権(2)	5,290	57	241	5,588	4,850
営業受取債権	**26,655**	**57**	**241**	**26,953**	**24,198**
現金性金融商品(3)	3,305	297	1	3,603	2,529
現金および現金同等物	6,810	-	-	6,810	8,397
前払費用	398	267	424	1,089	1,015
流動資産合計	**37,587**	**710**	**885**	**39,182**	**36,858**

(1) この項目は主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権に関係し、これは2021年度に対し安定的であった。2022年度の増加は主に大幅な価格上昇を背景としたEDF Tradingに係る債権（電力およびガス）に関係している。

(2) 2022年度は法人所得税以外の税金に関する政府債権2,698百万ユーロを含んでいる（2021年度3,464百万ユーロ）。

(3) これは、為替商品に係る未実現利益、ならびに取引銀行とのデリバティブおよび買戻契約に基づく有価証券の譲渡に係るEDFのマージンコールに関するすべての借方残高（2022年12月31日現在108百万ユーロ、2021年12月31日現在36百万ユーロ）に相当する。

注記19．市場性のある有価証券

会計原則および会計処理方法

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。非上場有価証券の帳簿価額はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値となる。

未実現損失がある場合は、未計上の未実現利益と相殺することなく、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FIF0（先入先出）法を用いて評価される。

市場性のある有価証券の内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在	変動
投資ファンド	1,115	2,598	(1,483)
ユーロ建または他の通貨建短期譲渡性負債商品(1)	-	50	(50)
保証として受け取った株式	-	408	(408)
債券(2)	17,236	7,500	9,736
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	96	49	47
総額合計	**18,447**	**10,605**	**7,842**
引当金	(730)	(20)	(710)
純額合計	**17,717**	**10,585**	**7,132**

(1) 2022年12月31日現在、専用資産に配分された部分はなかった（2021年12月31日現在50百万ユーロ）（注記26.6.5を参照）。

(2) 債券ポートフォリオの増加は、銀行借入金の取決めを受けた購入に起因しており、その一部は貨幣性投資（投資ファンドおよび短期譲渡性負債商品）により提供される収益率を十分に上回るプラスの収益率を提供する公社債に投資されている。債券の保有は、買戻契約を通じて流動性へのアクセスを提供している。

注記20．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）	2022年 12月31日現在	2021年 12月31日現在	変動
市場性のある有価証券	18,447	10,605	7,842
現金および現金同等物	6,918(1)	8,433(1)	(1,515)
貸借対照表資産小計	**25,365**	19,038	**6,327**
ユーロ建投資ファンド	(1,115)	(2,598)	1,483
満期３か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	-	(50)	50
満期３か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	-	-	-
保証として受け取った株式	-	(408)	408
債券	(17,236)	(7,500)	(9,736)
自己株式	-	-	-
未収利息	(96)	(49)	(47)
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	**(18,447)**	**(10,605)**	**(7,842)**
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）	(8,384)	(6,872)	(1,512)
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の期末残高*	**(1,466)**	**1,561**	**(3,027)**
為替変動の影響の消去			(132)
現金および現金同等物に係る純金融収益ならびにその他の項目の消去			(48)
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*			**(3,207)**

＊ キャッシュ・フロー計算書を参照。

(1) 2022年12月31日現在のデリバティブに係るマージンコールに関するすべての借方残高に相当する108百万ユーロ（2021年12月31日現在36百万ユーロ）を含む（注記18(3)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21．未実現為替差損

会計原則および会計処理方法

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差額勘定に計上され、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。

2022年12月31日現在の未実現為替差損は1,906百万ユーロであり、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おける）に起因する2022年12月31日現在1,637百万ユーロの未実現損失（2021年12月31日現在1,043百万ユーロ）。
- 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2022年12月31日現在の残額266百万ユーロ（2021年12月31日現在281百万ユーロ）。フランスの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、2021年度ないし2022年度にはこれに相当するものがなかった）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2022年度の金融損益に認識された（2021年度15百万ユーロ）。

注記22．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
2020年12月31日現在	**1,550**	**20,316**	**9,121**	**222**	**160**	**5,786**	**37,155**
2020年度の純利益の配分	-	-	222	(222)	-	-	-
2021年度の純利益	-	-	-	1,457	-	-	1,457
2021年６月７日の増資	29	587	-	-	-	-	616
配当金の分配	-	-	(651)	-	-	-	(651)
2021年12月２日の増資	40	859	-	-	-	-	899
2021年度の中間配当	-	-	(947)	-	-	-	(947)
その他の変動(1)	-	10	42	-	7	(9)	50
2021年12月31日現在	**1,619**	**21,772**	**7,787**	**1,457**	**167**	**5,777**	**38,579**
2021年度の純利益の配分	-	7	1,450	(1,457)	-	-	-
2022年度の純利益	-	-	-	(30,648)	-	-	(30,648)
2022年６月13日の増資	66	913	-	-	-	-	979
配当金の分配	-	-	(1,050)	-	-	-	(1,050)
2022年４月７日の増資	249	2,899	-	-	-	-	3,148
2022年７月25日の増資	9	94	-	-	-	-	103
2022年12月７日の増資	1	9	-	-	-	-	10
配当金の分配	-	-	-	-	-	-	-
その他の変動(2)	-	4	-	-	51	(35)	20
2022年12月31日現在	**1,944**	**25,698**	**8,187**	**(30,648)**	**218**	**5,742**	**11,141**

(1) 「その他の変動」は、退職慰労金債務に関する給付の帰属方法の変更に起因する雇用後給付引当金の過年度に係る調整42百万ユーロを含む（2021年度の財務諸表に対する注記1.1を参照）。

(2) 投資補助金には、SMR（小型モジュラー炉）プロジェクトに対するフランス政府の補助金50百万ユーロが含まれ、このうち45百万ユーロは当年度中に受領した。

22.1 資本金

2022年12月31日現在のEDFの資本金は1,943,859,210ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,887,718,420株から成っている。資本金のうち89.01%はフランス政府、9.38%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.59%は当グループの現従業員および元従業員、ならびに、0.02%はEDFが自己株式として所有している。2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した。当該公開買付の完了後、フランス政府は、資本金の95.82%、議決権の96.53%以上および発行済OCEANE債の99.96%を保有することとなる（注記2.2.9を参照）。これにより、EDF株式およびOCEANE債について強制的スクイーズアウト手続に進むための条件が満たされる。AMFの2023年１月25日付通知に示された通り、従業員持株ファンドであるActions EDFならびに株主団体であるÉnergie En ActionsおよびAssociation

pour la Défense des Actionnaires Minoritairesが当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求めて提起した訴訟についてパリ控訴裁判所の判決を待つ間、フランス政府は、同控訴裁判所が当該訴訟の本案に関する決定を下すまでは強制的スクイーズアウトに踏み切らない旨を確約している。

2022年４月７日に、株主の優先引受権を維持した増資の結果、498,257,960株の新株発行を受けて資本金が249百万ユーロ増加し、発行プレミアム（費用控除後）2,899百万ユーロを計上した。

2022年６月、2021年度に係る残りの配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、131,545,635株の新株発行を受けて資本金が66百万ユーロ増加し、発行プレミアム913百万ユーロを計上した。

2022年７月25日に、優先引受権の取消しを伴う従業員割当増資「ERO 2022」により、18,100,741株の新株発行を受けて資本金が９百万ユーロ増加し、発行プレミアム94百万ユーロを計上した（注記2.2.8を参照）。

2022年12月、OCEANE債の転換により、1,137,336株のEDF新株発行を受けて資本金が0.57百万ユーロ増加した（注記22.3を参照）。

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。

22.2　配当

2022年５月12日の通常株主総会において、2021年度について１株当たり0.58ユーロの普通配当分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払のオプションが株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも２年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。各株主について、特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当は１株当たり0.638ユーロであった。

フランス政府は、2021年度について、株式による配当を選択した。

2021年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は72百万ユーロであった。

2022年度の中間配当は支払われなかった。

22.3　新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる社債（OCEANE債）

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、新株式へ転換および／または既発行株式と交換できるグリーンボンド（OCEANEs Vertes）を発行した（2020年度の財務諸表に対する注記2.4.1を参照）。

OCEANE債の条件に従い、フランス政府が開始した簡易公開買付（注記2.2.9を参照）の結果として、AMFにより当該公開買付の準拠性宣言がなされた場合には、当該債券の転換に伴うEDF株式割当比率が、公開買付の開始により、定義された公開買付調整期間中、一時的に調整されることになる。

このため、社債権者には2022年11月23日に、2022年11月24日から新株式割当比率（NRAA - nouveau ratio d'attribution d'actions）がOCEANE債１口に対しEDF株式1.289株となることが正式に通知された。

2022年12月31日現在、OCEANE債882,340口が新株に転換され（2022年11月24日から12月31日の期間）、1,137,336株が生じた。

新株との交換が唯一の選択肢であったことから、この取引により資本金が0.57百万ユーロ増加した。これにより、9.08百万ユーロの社債／株式転換プレミアムが生じた（注記22.1を参照）。

参考までに、フランス政府はこの簡易公開買付を通じて127,147,355口の債券（OCEANE債）を取得し、その結果、2022年12月31日現在、OCEANE債214,979,011口ないしOCEANE債ポートフォリオ全体の98.30%を保有していた。

2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した（注記2.2.9および22.1を参照）。その結果、公開買付条件の第2.6.3項（公開買付）に従い、公開買付の場合の株式割当比率の調整期間は、2023年３月１日すなわちAMFによる公開買付結果の発表から15営業日後に終了する。公開買付の場合の調整期間の終了後、株式割当比率は、公開買付の場合の調整期間前に適用されていた株式割当比率と同じ、OCEANE債１口に対し1.124株に調整される。当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求める訴訟に対するパリ控訴裁判所の判決を待つ間のフランス政府の確約により、同裁判所がAMFの承認を認め当該公開買付が再開された場合には、株式割当比率は、EDFが発表する条件に則り、公開買付の場合の新たな調整期間を遵守し、OCEANE債１口に対し1.289株に再調整される予定である。

注記23．追加的自己資本

会計原則および会計処理方法

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。

永久劣後債の発行費および発行プレミアムは、貸借対照表の繰延費用に認識され、該当するトランシェの期間にわたり比例的に償却される。

これらの債券に係る年間支払利息は、損益計算書上、金融費用として計上される。

これらの永久劣後債は、短期間内に償還オプションを行使する意図が発表された時点で、「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えられる。

2022年12月31日現在、追加的自己資本は純額11,972百万ユーロであり、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2,653百万ユーロおよび3,243百万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498百万ユーロの永久劣後債。
- 2020年９月にEDFが発行した2,086百万ユーロの永久劣後債。
- 2021年６月にEDFが発行した1,242百万ユーロの永久劣後債。
- 2022年11月にEDFが発行した1,000百万ユーロの永久劣後債（注記2.2.7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、2022年12月31日現在569百万ユーロである（2021年12月31日現在578百万ユーロ）。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。

2023年１月29日にEDFは、2013年１月に発行した永久劣後債合計2,098百万米ドルを全額償還するオプションを行使した。その結果、EDFは、償還が確実であると判断し、2022年12月31日付で1,966百万ユーロを「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えた（注記2.2.7および31(4)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（償還額控除後）	通貨	償還オプション	表面利率
01/2013	1,250	ユーロ	12年	5.38%
01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.00%
01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
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%
06/2021	1,250	ユーロ	７年	2.63%
12/2022	**1,000**	**ユーロ**	**６年**	**7.50%**

＊ *資金受領日。*

注記24．特別委譲負債

会計原則および会計処理方法

これらの負債は、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。

公共配電特別委譲負債

これらの負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のものから構成される。

- 委譲当局の既存資産に対する権利（すべての委譲資産を取り戻す権利）。施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- 委譲当局の取替予定資産に対する権利（取替予定資産に関連する運営者の義務）。これらの非金融負債は以下のものから構成される。
  - 資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された減価償却費。
  - 取替引当金（委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関する）。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減価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。

水力発電特別委譲負債

この負債は以下のものから構成されている。

- 無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金。
- 1959年１月１日の前日までおよび1977年１月１日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年１月１日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年の再評価差額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差額純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金は、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。

特別委譲負債の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
資産の現物評価額	106	107
再評価差額	733	758
追加減価償却額	431	377

水力発電委譲資産に対する権利	**1,270**	**1,242**
資産の現物評価額	2,131	2,008
運営者による供与資金の未償却分	(1,354)	(1,306)
委譲者による供与資金の償却	376	370
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取拠出金	7	6
公共配電委譲資産に対する権利＊	**1,160**	**1,078**
特別委譲負債合計	**2,430**	**2,320**

＊ 特別公共配電委譲負債は、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25．リスク引当金

会計原則および会計処理方法

EDFは、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、EDFが採用した仮定、また、必要に応じて、類似の取引ないし業務の経験を基礎とし、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。

その他の引当金は特に以下に関係する。

- エネルギーおよびサービスの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、契約上の購入費用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。
- 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
- 化石燃料火力発電所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６および17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ついて財務諸表注記で言及しないことが認められる。

リスク引当金の変動は以下の通りである。

		増加		減少			
(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	営業(3)	金融	使用(3)	戻入(3)	金融	2022年12月31日現在
未実現為替差損引当金(1)	745	-	683	-	-	(371)	1,057
不利な契約に係る引当金(2)	1,840	-	(122)	(224)	(1,006)	-	488
その他リスク引当金	319	81	-	(27)	(5)	-	368
リスク引当金	**2,904**	**81**	**561**	**(251)**	**(1,011)**	**(371)**	**1,913**

(1)2022年12月31日現在の未実現為替差損引当金は1,057百万ユーロであり、主に、ハイブリッド債（301百万ユーロ）およびヘッジ後のその他の借入債務（288百万ユーロ）に関係している。これらの引当金の変動312百万ユーロは金融損益に含まれている（注記11(5)を参照）。

(2)不利な契約に係る引当金の正味取崩額は1,352百万ユーロであり、主に長期のLNG購入契約および再ガス化サービス契約に関係する。

(3) 注記５を参照。

注記26．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

会計原則および会計処理方法

稼働中の原子力発電所廃炉引当金は、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、当初から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計上される。**
- **それ以外の場合にはすべて損益計算書に計上される。**

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拠出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整（関連ある場合）、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、技術的および規制的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。

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。

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のポートフォリオを保有している（注記26.6を参照）。**

引当金の算定には、関連する事業について必要とされる、ある程度のリスクおよび不確実性が織り込まれる。これはまた、注記1.2.2に記載した不確実性も含む。

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)	2021年12月31日現在	増加		減少		その他の変動(2)	2022年12月31日現在
		営業	金融(1)	使用	戻入		
使用済燃料管理引当金	11,819	417	51	(849)	-	(59)	11,379
-営業サイクルに無関係な金額	1,726	23	(85)	(41)	-	(16)	1,607
*-2006年６月28日付法律の範囲外の金額**	1,136	44	56	(41)	-	-	1,195
放射性廃棄物長期管理引当金	14,233	128	(1,308)	(204)	-	(374)	12,475
核サイクル終了引当金	**26,052**	**545**	**(1,257)**	**(1,053)**	**-**	**(433)**	**23,854**
2006年６月28日付法律の範囲内の核サイクル終了引当金*	**24,916**	**501**	**(1,313)**	**(1,012)**	**-**	**(433)**	**22,659**

2006年６月28日付法律の範囲外の核サイクル終了引当金*	**1,136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1,195**
原子力発電所廃炉引当金	17,730	273	340	(201)	-	(1,048)	17,094
炉心核燃料引当金	2,660	-	104	-	-	(330)	2,434
廃炉および炉心核燃料引当金	**20,390**	**273**	**444**	**(201)**	**-**	**(1,378)**	**19,528**
原子力発電関連引当金	**46,442**	**818**	**(813)**	**(1,254)**	**-**	**(1,811)**	**43,382**
2006年６月28日付法律の範囲内の核サイクル終了引当金*	**45,306**	**774**	**(869)**	**(1,213)**	**-**	**(1,811)**	**42,187**
2006年６月28日付法律の範囲外の核サイクル終了引当金*	**1,136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1,195**

** 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日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。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) 割引の影響は主に、時の経過による割引の戻入れ1,830百万ユーロ、および、資産の裏付けがない引当金について損益計算書に計上された2022年度の実質割引率の変更による影響(2,548)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（注記11(2)を参照）。

(2) 「その他の変動」は特に、資産の裏付けがある引当金に関する2022年12月31日現在の実質割引率の変更による影響(2,061)百万ユーロを含む。

2021年度のEDFの原子力発電関連引当金の変動は、主に1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長に起因しており、その影響額は2021年１月１日現在(1,016)百万ユーロ（2021年度の財務諸表に対する注記2.1.1を参照）であった。その内訳は、廃炉引当金(916)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(214)百万ユーロおよび放射性廃棄物長期管理引当金114百万ユーロであった。

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、マルクールのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとして、EDFは未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。**
- **EDF、AREVAおよびAREVA NC（現Orano Recyclage）は、2008年12月および2010年７月に、ラアー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の立場にあり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。**

26.1 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燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）の形で再利用し、再処理ウランを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（現在、許可された原子炉は24基）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（11,379百万ユーロ）は、主に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、ならびにその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）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。

現在、Orano Recyclageとの間で、特に現行の2016年から2023年の期間に係る変更に関して交渉が進められている。2021年12月31日現在で、EDFは、Oranoとの協議の進捗を考慮して、現在交渉中のこの変更の下で発生する費用についての最善の見積りを使用して使用済燃料管理引当金を調整した。特に新たな核分裂生成物濃縮装置に関する変更を考慮し、様々なOranoプロジェクトに係るEDFの処理費用の増加を賄うことを目的として、267百万ユーロの追加引当金が認識された。2022年度において、これらの費用の一部が、2016年から2023年の変更に関する合意文書にて定められたが、その他の費用については依然として交渉が続いている。また、2024年から2026年の期間を対象とした変更についても2022年度に交渉が行われ、2023年度も継続しており、2022年12月31日現在で、対応する偶発事象および損失に対する引当金が認識された（注記29.1を参照）。

さらに、使用済燃料管理引当金には、使用済燃料の一時貯蔵に係る引当金も織り込まれており、これは、EDFの発電所から出る使用済燃料のためのOranoのラアーグ一時貯蔵施設に係る使用量予測でラアーグのプールが2030年度までに飽和状態となる可能性が示唆されていることから、核サイクル終了にとって重要な問題である。飽和状態を回避するため、EDFの監督下で集中型燃料貯蔵プールを建設し、使用済燃料の長期貯蔵容量を拡大する予定である。新プールの稼働開始は2034年度を予定しており、EDFが運営することとなる。また、貯蔵需要に対応するために、以下の対策が講じられる予定である。

集中型貯蔵プール建設までの期間について、2019年度にOranoは、EDFおよび原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire－ASN）と協力して過渡的な解決策の研究を開始した。望ましい解決策は、Oranoのラアーグにある既存のプールの高密度化である。補足的な解決策は、プルトニウム（MOX）燃料および再処理ウラン（RepU）のための乾式貯蔵施設の利用である。OranoのMELOX工場における生産上の問題が短中期的な処理ペースに影響を与え、再利用水準の低下により中期的に所要貯蔵量が増加していることから、一時貯蔵の必要性は倍加している。

2022年度には、特にOranoのラアーグ用地にある既存のプールの高密度化について過渡的な解決策の研究が継続され、2022年12月に重要な変更に関する申請ファイルがASNに提出された。この解決策に関する開発研究は、2024年度末まで継続される見込みである。

使用済燃料管理引当金はまた、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（使用済MOX燃料）またはウラン燃料（使用済RepU）、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。これら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2006年の法律が定義する営業サイクルとは関連しない（注記26.6を参照）。この引当金は、原子力運営者としてEDFが管理する予定のラアーグの集中型貯蔵プールの建設を想定したシナリオに基づいて設定されている。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（PNGMDR）についての公開討議中に提示され、2021年11月22日に開始され2022年７月８日に終了した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た。2022年10月７日にEDFは、当該協議から得た知見および同社の対応に関し「Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF」と題する文書を公表した。EDFは、CNDPが任命する保証人の監督下で、継続的な交流および対話のための正式な組織を設置する予定である。EDFはまた、現段階において、当該プロジェクトを進め、2025年度の公開審査開催を目的として2023年度末までに当該設備の開発認可申請を提出する準備を進めていることも明記している。

使用済燃料の特定の貯蔵解決策に対する引当金の合計は、Oranoのラアーグにあるプールの高密度化費用につき257百万ユーロ、また使用済MOX燃料および使用済RepUの最初にラアーグ、後に集中型貯蔵プールでの一時貯蔵につき1,607百万ユーロである（これらの燃料は既存または建設中の施設で再利用できない）。

最後に、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。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。最初の集合体はロマン・シュル・イゼールのFramatome工場で組み立てられ、2023年度に、認可済の900MW原子炉に装荷される予定である。技術上の変更の完了および安全当局から必要な認可が下りることを条件に、2027年度までに他の900MW原子炉および一部の1,300MW原子炉に、再処理ウランを基にした集合体が装荷される予定である。2021年度以後、使用済燃料管理引当金に含まれる再処理用ウラン貯蔵引当金（410百万ユーロ）は、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間が40年から50年に延長されたことを受けて、関連するシリーズの原子力発電所について50年の稼働期間に基づいている。

26.2　放射性廃棄物長期管理引当金

放射性廃棄物長期管理引当金は、以下の将来の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長期一時貯蔵後の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、加工から抽出されたプルトニウム（MOX）燃料またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- 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、ならびにこの放射性廃棄物の除去および最終貯蔵。
- 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、特にラアー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	2022年12月31日現在	2021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：CIRES-モルヴィリエ(ANDRA) 低中レベル廃棄物：CSA-スレーヌ(ANDRA)	2,958	3,093
長寿命低レベル廃棄物	調査中のプロジェクト：スレーヌ(ANDRA)	363	394
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）／ICEDA調整および一時貯蔵施設	9,154	10,746
放射性廃棄物長期管理引当金		**12,475**	**14,233**

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

見積りの基礎

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、2003年度に稼働開始し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、1992年度に稼働開始し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、以下に基づいて査定される。

- 既存の貯蔵センターの運営については運送者およびANDRAとの現在の契約
- 子会社であるCyclife Franceが運営する工場（マルクールのCentraco用地、1999年度稼働開始）における、ANDRAセンターでの貯蔵前に溶解可能な一部の廃棄物の処理費用。
- 蒸気発生器などの主要部品の一時貯蔵、切断および調整のための集中型施設の見積費用。

超低レベル廃棄物の管理については、フランスの超低レベル金属廃棄物の再利用を規定する規則（環境移行省による政令）が2022年２月15日付官報にて公布された。従ってEDFは、原子力発電所の廃炉から生じる超低レベル金属廃棄物を処理および再利用するための切断・溶融施設の開発を継続している。このプロジェクトはテクノセンターと呼ばれ、EDFがOranoと共同で主導し、2031年度の稼働開始を目標としている。放射性物質および廃棄物の管理に関するフランスの第５回国家計画（PNGMDR）に沿って、テクノセンター・プロジェクトの目的および日程を定めたロードマップが2023年度の初めに発表される予定である。

2021年度の進展

2021年度には、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を反映するため引当金の基礎となる技術上の仮定を変更し（廃炉廃棄物の産生時期が変更された結果、特定年度に貯蔵に送られる廃炉廃棄物が増加し、廃棄物発送の流れを円滑化する

ための工業的解決策を必要とする）、加えて、廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオを、貯蔵量削減のための事前処理の導入により最適化した。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

2022年度の進展

2022年度には、この廃棄物の管理に関する最新の仮定が年次レビューに織り込まれた。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

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（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却）原子力発電所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。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（政令2022-1547および実施決定が2022年12月10日付官報にて公布された）は、ヴォンドゥーヴル・スレーヌ用地における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の作成期限を、ANDRAに対し2023年と定めている。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

産業用地層貯蔵センターのためのCigéoプロジェクト

2006年６月28日付のフランスの法律では、長寿命中高レベル廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

2016年１月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、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、ASNの設定した安全基準に準拠して、ANDRAが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。

長寿命中高レベル放射性廃棄物の貯蔵に対する引当金、合計8,381百万ユーロ（使用済燃料の処理から生じる放射性廃棄物の予備的一時貯蔵、貯蔵用地へ向けた除去、既存の施設で再利用できない使用済燃料の直接貯蔵を含む）は、廃棄物の量および特性に依存する産出業者分を考慮した貯蔵費用目標に基づいている。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な経過目標（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。

このプロジェクトでは、2016年度以降、以下のような進展があった。

- 2016年度：2016年４月に、ANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付、2016年７月11日付法律は可逆性概念を明確化した。
- 2018年度：2018年１月に、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、瀝青廃棄物を処理せずにCigéoに貯蔵する提案に対する代替案の検証要請が含まれていた。
- 2019年度：2019年９月に、現在の瀝青廃棄物の管理に関する報告書を作成する目的でDGECにより任命された専門家集団は、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。産出業者とANDRAが参加する４者合同調査プログラムでは、現在もこの問題を検証している。

- 2020年度：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の結論が報告された。当該専門家は、ANDRAの提案に全体として賛同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。また、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法に、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）税務上の変更が含まれた。2022年度末現在で、関連する施策は今後定義される予定であり、Cigéoプロジェクトの関連コスト増加を防ぐために政府によって拘束される予定である。

- 2021年度： 2020年８月のANDRAによる提出、政府機関による検討および2021年９月15日から10月23日までの公開調査を経て、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）を求める申請書は、2021年12月20日に調査委員から肯定的意見を得た。
- 2022年度：2022年７月８日に、DUPの政令が発表された。

最初の廃棄物パッケージの引渡し時期も明確化された。2021年度末現在では、産出業者は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たが、Cigéoプロジェクトのパイロット操業フェーズおよびガバナンスに関する協議をまとめたANDRAの2022年10月の報告書によれば、それは2035年から2040年の間に始まるとされている。その結果、当該引当金はこの延期後の最初のパッケージ受入日を反映して更新されたが、これによる重要な影響はなかった。

2023年１月16日にANDRAは、Cigéoの設置許可申請書をエネルギー移行省に提出した。このステップをもって、その後プロジェクトの認可および着工が可能となる、ASNによるプロジェクト審査という新たなフェーズが開始される。ANDRAの最新日程に基づいて、設置許可の政令は現在、（従前の2025年に代えて）2027年と見込まれている。

ICEDA

長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金はまた、主にICEDA（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）調整・貯蔵施設における長寿命中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵を対象とする773百万ユーロも含んでいる。

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。2021年７月19日、ICEDA施設における長寿命中レベル廃棄物パッケージの調整を承認し統治するASNの決定が正式に受理された。2021年度末には、付与された認可および運転開始スケジュールに従って、最初の廃棄物パッケージが密封された。2022年度には、予想通り２回の廃棄物パッケージの作業が完了した。

26.3 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.593-20条から第L.593-25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、重要性の程度は低いが留意すべき変更（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付される解体計画。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制定される。
- 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律の適用範囲から除外する。

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、可能な限り短縮することを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、産業目的向けに再利用される。

進行中の解体作業は、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シノンの放射性物質工場に関連している。これらの作業は、４つの異なる技

術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却（UNGG）炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。

フェッセンハイムPWR発電所については、現在、解体申請がASNによる審査の対象となっており、完了した作業は解体前の段階に関連している。

これらの作業のそれぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、PWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、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新たな方法および技術の開発を必要とする。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）が活かされている。ショー発電所はまた、洞窟に位置するという特異性も有していることから、それがそのまま転用可能ではない経験を生み出し、固有の課題を伴う特有の作業でもあることを意味している。

永久に閉鎖された発電所における進行中の廃炉作業（特にショーのPWRから得られる経験）、フェッセンハイムの900MW原子炉２基の要約予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業に基づいて、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所（「第２世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する詳細な参考見積りを確立することが可能となった。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、まだ現在の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。

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、放射性廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の用地から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)	2021年12月31日現在	増加		減少		その他の変動(3)	2022年12月31日現在
		営業(1)	金融(2)	使用(1)	戻入		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	12,680	-	500	(7)	-	(1,048)	12,125
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	5,050	273	(160)	(194)	-	-	4,969
原子力発電所廃炉引当金合計	**17,730**	**273**	**340**	**(201)**	**-**	**(1,048)**	**17,094**

(1) 減少は、2022年度に負担した廃炉費用に対応している。増加は、資産の裏付けがない引当金について、基本的に下記の当年度中の見積費用の変更に対応している。
(2) 時の経過による割引の戻入れおよび、資産の裏付けがない引当金に関する正味割引率の変更による影響。
(3) 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金におけるその他の変動は、主に、2022年12月31日現在の実質割引率の変更および資産の裏付けがある引当金に関する見積費用の変更の影響を含む。

現在稼動中の原子力発電所（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）

引当金算定の経緯およびDGECから委託された2014-2015年の監査

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、主に米国のMaine Yankee原子炉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い、その結果、過去の見積りについて疑義が呈された。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、会社の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廃炉費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du Climat、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年度の改訂および現在の見積りの基礎

2016年にEDFは、DGECから委託された監査の結果受けた勧告および第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。これにより、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同種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より徹底的な査定が提供された。

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（同種初の用地における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、これらの効果を無視したPWR発電所の見積りと比較して、解体費用をそれぞれ10％および７％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17％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となっている。

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では、このアプローチが保守的な見積方法をもたらすと判断された。

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。
- 完了リスク（これらは識別可能で定量化可能であるが、偶発的である）に相当するリスクの算入。フェッセンハイム・プロジェクトのリスクに関し、現在進行中の研究に基づいて2021年度に初期登録表が作成され、フェッセンハイム用地の特異性のない同種初の900MW原子炉１基について、これらのリスクの詳細な評価が継続されている。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率の増加を通じて反映されている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法によって、発電所全体としてのマージンは約16.3％（同種初の900MW原子炉の参考見積りは21％）となる。

2016年度の全面改訂以来、この費用見積りは年次で見直しされている。当該見直しの結果、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

EDFはまた、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、この分析を確認している。

2021年度の進展

2021年度において、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長（注記26を参照）の影響を考慮し、特定年度に一時貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映して、廃炉による廃棄物の発送作業の手順が変更された。

さらに、フェッセンハイムの廃炉準備で実施された予備調査および解体前フェーズの初期に得た経験を受けて、最初の900MWユニットの廃炉費用に関する参考見積りも更新された。この更新は、貯蔵量削減のための事前処理を含めた廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオの最適化も織り込んでいた。これらの要素の全PWR発電所への外挿による現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金への影響は限定的であり、同引当金は貸借対照表の資産への調整を通じて149百万ユーロ増加した。

2022年度の進展

見積りの年次レビューの結果、引当金に重要な影響はなかった。

異なるタイプの費用見積りに基づき、フェッセンハイムの900MWユニット２基の廃炉完了のための費用は(2022年のユーロで)約10億ユーロであり、全PWR発電所のユニット１基当たりの平均費用3.8億ユーロに対して、900MWユニット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4.5億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

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、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第２世代PWR原子炉である。

見積りの基礎

廃炉費用は、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た見積りに基づいている。これらは2015年度から毎年見直されている。

2015年度後半に、UNGG原子炉の解体に関する業界シナリオの詳細な見直しの結果、特に「水中」解体から以下を含む「空中」解体への切替えが行われた。

- 基本的に遠隔管理による解体工程
- 2022年度に始動した「工業的実証炉」に係るツールおよび遠隔操作プラットフォームの適格性確認
- 同種初の原子炉（シノンA2）の解体および、他の原子炉５基の安全な保管形態への移行

この新戦略の下で原子炉ケーソンの解体作業は、原子炉により異なるが、2063年度から2093年度の間に完了予定とされた。

第１世代発電所、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年度から2020年度

UNGG原子炉の解体に関する業界シナリオについて2015年度に行われた改訂は、2016年３月29日にASN委員に提示され、2019年度までASNによる検証を受けた。当該改訂が国際専門家によるレビュー、IRSNによる検証を受け、ASN委員による３回のヒアリングに付された後、ASNは、2020年３月３日付で２つの決定を公表した。これらの決定およびASNによるその採択前の議論では、解体技術（「空中」）、これらの複雑な作業に必要なツールを開発するための工業的実証炉の設置の有用性、シノンA2原子炉の解体日程、および最初の原子炉の作業から経験を得る必要性といった主要な技術的課題のほとんどに収束があったことが示された。

作業日程については、2019年度に公開協議のために公表された決定案において、ASNはこの作業をEDFの提案した日程よりも前倒しし、シノンA2の後の原子炉５基の解体作業を「遅くとも2055年12月31日までに」開始することを求めた。

この日程短縮の要請を考慮して、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の廃炉引当金、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。

2021年度の進展

2021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、ショーAの産業廃炉戦略の改定に起因して、77百万ユーロ増加した。当該戦略は完全連続廃炉シナリオに切り替えられており、設備解体の終了から最終的な解体・汚染除去作業の開始までの洞窟流水監視期間を、水質上不要として削除している。また、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵所（スーパーフェニックス原子炉からの燃料貯蔵を主たる業務とするEDF運営施設）の廃止費用見積りが、2020年度から2021年度に実施された要約予備計画の研究に基づいて更新され、その結果、引当金が61百万ユーロ増加した。

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（UNGG発電所およびその長寿命低レベル廃棄物の管理、スーパーフェニックスならびにブレンニリス）の解体作業に係る見積費用について外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月から2021年７月まで行われ、監査報告書は2021年11月に環境移行省のウェブサイトに掲載された。その結論は（2021年度第１四半期に結論を公表したASNの複合プロジェクト管理の検査期間中の所見を追認し）、「解体プロジェクトの遂行に構造的に焦点を当てた組織」、「年次の見積り・改定手続は堅牢であり使用した仮定と元データについて良好なトレーサビリティを提供」および「残り少ない技術的課題を克服する長期の工業的アプローチ」を強調している。最後に同報告書は、重要でない修正（2021年度の引当金に考慮された）を除くと「当該引当金は基本シナリオないしプロジェクトと整合しており、監査対象範囲の費用の全範囲を網羅し」、EDFの費用および引当金規模の検証を通じて「適切な規模」であると明記している。

2022年度の進展

2022年度に、DGECが委託した監査により作成された、日程リスクの評価および見積りに関する不確実性レベルを確認すべき旨の勧告を受けて、日程リスクおよび不確実性（現在進行中の廃炉プロジェクトのほとんどに適用される）ならびに「専門家評価に基づく」見積りに関する追加の不確実性レベル（廃炉および放射性廃棄物長期管理引当金に使用される）の評価のための分析手法が導入された。これにより、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金は116百万ユーロ増加した。

ショーAの廃炉引当金もまた、原子炉容器の解体中に観察された予見不能な事象および遅延（切断の遅延およびブリッジクレーンの使用不能）について確認された経験を考慮して、37百万ユーロ増加した。この経験の結果、容器解体の作業は18か月延長され、全体の日程がさらに14か月遅延するリスクが識別された。

UNGG発電所については、費用見積りの年次レビューにおいて解体命令の取得の遅延を考慮した（従前の2025年度後半に代えて現在は2026年度後半と見込まれている）。これは、当該引当金に重要な影響を与えなかった。

短期的には、当該引当金は、特に廃炉費用に関連する購入の種類を踏まえ、一部のコモディティ、エネルギーおよび輸送価格の上昇が予想インフレ率を上回るとの予想を考慮している。これは、永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金に対し33百万ユーロの影響を与えた。

2022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）	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	331	289
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム＊	911	740
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュジェ、サン・ローラン、シノン	5,771	2,948
重水炉-ブレンニリス	374	321

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	559	492

＊ 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9.6億ユーロ）。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70億ユーロ）。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。
- スーパーフェニックスの費用は約４倍である（完了費用は原子炉１基当たり約19億ユーロ）。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。

永久に閉鎖された発電所について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。これらの作業は2025年12月までに完了する予定である。2021年度に採択された新たな完全連続廃炉シナリオでは、この発電所は2035年度後半に分類解除される見込みである。
- フェッセンハイム：２基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的稼働期間の終了前に、それぞれ2020年２月22日および2020年６月30日に永久に閉鎖された。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年度および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。2022年度初めに、MSNR（Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection）およびASNは、この計画の拡大版の受理を正式に承認した。フェッセンハイム施設の解体命令は2026年度初めに下される見込みであり、その発令をもって解体フェーズが開始される。2022年度末現在、解体前作業（原子炉１号機および２号機の完全な燃料除去、計画通りのホウ素の処理および除去、原子炉１号機の一次回路および接続回路の全面的な化学除染等）は暫定日程通りであった。原子炉２号機の全面的な除染は、クリティカル・パスに影響を与えることなく、2023年度初めに延期された。
- 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、「空中」戦略に基づく解体業務の継続を認める新たな命令を得るため（これらは早くとも2026年度末と見込まれる）、2022年12月にこれらすべての原子炉について解体許可申請を提出した。最初のUNGG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2034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2041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（2037年度までに）安全な保管形態に移行させるための作業の最終段階にある。安全な保管形態の状態とは、表面の80%が解体され、シノンA2の同種初ユニットのケーソン解体に係る経験の全面的な恩恵を待つ間、原子炉ケーソンが安全であることを意味する。後続のケーソンを開くのは2056年度以後の予定である。
- スーパーフェニックス：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、燃料除去、タービンホールの解体、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（当該発電所は2034年度に分類解除される見込みである）。
- 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2023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）。2021年11月15日から2022年２月２日まで行われた公開調査を受けて、2022年３月２日に調査委員は、無条件の肯定的意見を公表した。

26.4　炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。これらは、以下のように見積もられる。

- **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見積もられている。**

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12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99百万ユーロが戻し入れられて、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。

2021年度においては、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間を2021年１月１日付で延長したことの影響（2021年度の財務諸表に対する注記2.1.1を参照）を除くと、炉心核燃料引当金にはほとんど変動がなかった。

2022年度においては、フェッセンハイムの炉心管理に関する経験およびその最適化の完了後に、炉心核燃料引当金が調整された。主な結果として、全発電所に係る炉心核燃料引当金の算定に含まれる未使用重金属の質量が更新され、その結果、引当金が(145)百万ユーロ減少した。

26.5　割引率、インフレ率および感応度分析

26.5.1　割引率およびインフレ率の計算

2020年12月31日から、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。

割引率は金利曲線を基礎とする。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（OAT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出予定に基づき、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。2022年度について計算されたUFRは3.43%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。2022年12月31日現在のソブリン利回り曲線は、０年から20年の間の支出は2.7%から3.3%の範囲（2021年度末現在-0.6%から0.6%）、20年から50年の間の支出は3.3%から3.4%の範囲（2021年度末現在0.6%から3.1%）、そして、50年より後の支出は3.43%（2021年度末現在3.46%）に収束する率を示している。

こ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、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。**

- AからBBBの格付の社債のスプレッドの参照。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、2022年12月31日現在4.8%（2021年12月31日現在3.7%）であり、インフレ率を2.3%（2021年12月31日現在1.7%）と仮定している。即ち、実質割引率は2022年12月31日現在2.5%（2021年12月31日現在2.0%）である。

割引率の上昇は、特にECBの金融政策変更および経済環境のリスク上昇に起因して2021年12月31日以降に観察されたOAT債の金利上昇および社債のスプレッド拡大を反映している。

インフレ率仮定値の上昇は、同日以降、特に2023年度に係るフランスのインフレ予測、ならびに現在の地政学的および経済的な危機を背景に当該対象期間後のブレークイーブン・インフレ率予測を反映している。UFRの基礎となるインフレ仮定と整合しECBの目標水準に従って、引き続き長期インフレ率２%が使用されている。

さらに、実際のインフレ率が当初インフレ率を上回ったことから、2022年度末現在の経済状況に合わせて費用見積りが調整され、廃炉、使用済燃料管理および廃棄物管理引当金に対し、総額215百万ユーロの影響を与えた。

26.5.2　割引率の規制上の制限

割引率は２つの規制上の制限に従わなければならない。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日付政令を環境法の一環として体系化し更新）および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）に基づいて、割引率は以下より低くなければならない。

- 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（実質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プラス150ベーシス・ポイントに相当する。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日付で発効した命令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2022年12月31日現在2.85%（2021年12月31日現在2.80%）である。

上記に記載した方法により算定した2022年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.5%である。

26.5.3　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、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	2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,194	10,184	16,121	10,683
営業サイクルに関連しない金額	*3,417*	*1,607*	*3,282*	*1,726*
放射性廃棄物長期管理	36,996	12,475	36,779	14,233
核サイクル終了費用	**53,190**	**22,659**	**52,900**	**24,916**
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	21,381	12,125	20,479	12,680
閉鎖された原子力発電所の廃炉	8,219	4,969	7,718	5,050

炉心核燃料	4,189	2,434	4,349	2,660
廃炉および炉心核燃料費用	**33,789**	**19,528**	**32,546**	**20,390**
2006年６月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金＊		**42,187**		**45,306**

＊ 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日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。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。

2006年６月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金	2022年度		
	年度末の経済状況に基づく費用		
（単位：百万ユーロ）	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	7,892	8,302	16,194
営業サイクルに関連しない金額	*534*	*2,883*	*3,417*
放射性廃棄物長期管理	5,422	31,574	36,996
核サイクル終了費用	**13,314**	**39,876**	**53,190**
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	499	20,882	21,381
閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,093	5,126	8,219
炉心核燃料	499	3,690	4,189
廃炉および炉心核燃料費用	**4,091**	**29,698**	**33,789**

＊ 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42%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ36%および96%は廃炉引当金に関係する予定である。

追加情報として、以下の表は、割引率が±20ベーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りを示している。

	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	
（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	＋0.20%	-0.20%	＋0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用：					
－使用済燃料管理	11,379	(200)	213	170	(182)
－放射性廃棄物長期管理	12,475	(684)	769	541	(614)
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	12,125	(518)	544	-	-
－閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,969	(155)	165	154	(165)
－炉心核燃料	2,434	(85)	90	-	-
合計	**43,382**	**(1,642)**	**1,781**	**865**	**(961)**
専用資産で填補される金額	*31,649*	*(1,460)*	*1,591*	*764*	*(853)*

割引率が±10ベーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りは、税引前当期純利益に対する444/(490)百万ユーロを含め、(837)/894百万ユーロである。

26.6　専用資産

26.6.1　規制

フランスの環境法第L.594-1条以降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ガバナンス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条以降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、主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26.6.2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）。

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。また同政令は、補填不足の場合の専用資産への資金配分期間を、行政当局の認可を条件に（従来の３年に代えて）最長５年に延長した。

26.6.2　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。特に、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、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）が設定された。このポートフォリオは、EDFの「EDF Invest」部門によって管理されている。

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。

26.6.3　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およびフランスの汎用投資ファンド（FIVG）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、当社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主にEDF Investにより管理されている（注記26.6.2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、そのガバナンス機関が定義し、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。

26.6.4 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、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26.6.2を参照）。

2022年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産8,772百万ユーロを含む合計9,540百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、特に以下から構成されている。

- CTEへのEDF持分50.1%、2022年12月31日現在3,791百万ユーロ（2021年12月31日現在3,343百万ユーロ）。

- Teréga、Energy Assets Group、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Park、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Norlys Fiber、Databank、Nam Theun Power Company、（米国、カナダおよび英国の）風力および太陽光発電所所有会社ならびに不動産資産所有会社（Central Sicaf、Ecowest、Korian & Partenaires Immobilier、Issy Shift、92 France)に対するEDFの投資。

26.6.5 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。

2022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。

		2022年12月31日現在		2021年12月31日現在	
（単位：百万ユーロ）	*注記*	正味帳簿価額	実現可能価額	正味帳簿価額	実現可能価額
利回り資産		**7,314**	**8,772**	**6,822**	**7,908**
CTE（RTE株式100%所有会社）(1)	*16.2*	2,705	3,791	2,705	3,343
CTE以外の投資	*16.2*	4,155	4,536	3,839	4,330
非上場ファンド（EDF Invest）(2)	*16.5*	433	424	278	235
現金性金融商品（デリバティブ）	*18および30*	21	21	-	-
成長資産		**9,990**	**12,251**	**10,776**	**15,320**
株式－投資ファンド中の株式	*16.5*	9,480	11,625	10,345	14,815
非上場株式ファンド（EDF Invest）(2)	*16.5*	505	553	436	519
現金性金融商品（デリバティブ）	*18および30*	5	73	(5)	(14)
固定収益資産		**12,886**	**12,881**	**13,956**	**14,226**
債券	*16.5*	11,263	11,264	12,683	12,957
市場性のある有価証券－譲渡性負債商品	*19*	-	-	50	50
非上場債券ファンド（EDF Invest）(2)	*16.5*	204	215	191	199
現金ポートフォリオ	*16.5*	1,412	1,414	1,016	1,016
現金性金融商品（デリバティブ）	*18および30*	7	(12)	16	4
専用資産合計(3)		**30,190**	**33,904**	**31,554**	**37,454**

(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) EDF Investの全ファンドを合わせて考慮すべきであり、その正味帳簿価額は合計1,142百万ユーロ（2021年12月31日現在905百万ユーロ）、実現可能価額は1,192百万ユーロ（2021年12月31日現在953百万ユーロ）である。

(3) 2022年ないし2021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。

正味帳簿価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。

26.6.6 長期原子力債務の填補率

2022年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の107.1%が専用資産によって填補されていた。2022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潜在的な規制上の上限は適用がなかった。2023年１月31日現在、2023年１月の金融市場の顕著な好転に伴い、原子力引当金（2022年12月31日現在の測定値）の109.7%が専用資産によって填補されていた。

2021年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の109.3%が専用資産によって填補されていた。同様に、規制上の上限は適用がなかった。

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）	2022年12月31日現在	2021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	1,607	1,726
放射性廃棄物長期管理引当金	12,475	14,233
原子力発電所廃炉引当金	17,094	17,730
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	473	587
長期原子力債務の現在原価	**31,649**	**34,276**

26.6.7 2022年度の専用資産の変動

専用資産による引当金の補填率が2021年12月31日現在100%超であったため（109.3%）、2022年度にはEDFは専用資産ポートフォリオへの追加義務を課されず、当年度の配分はなかった(2021年度にも当該義務はなく専用資産への配分もなかった）。

2022年度に、市場は強いインフレ圧力ならびに、インフレ期待の固定化を防ぐために大胆な措置、特に利上げが必要であるとの中央銀行および市場の認識により影響を受けた。この問題は、ウクライナ戦争およびそれによって引き起こされた欧州へのエネルギー供給の混乱によって、さらに深刻化した。この状況は当初、債券商品に影響を与え、国債（FTSE EMU国債インデックス（EGBI））は-18.5%と記録的な低水準で年を終えた。信用商品もまた、金利上昇とスプレッド拡大の二重の影響により、大きな打撃を受けた（FTSE EuroBIG Corporate Indexは-14.5%の下落）。しかし、当グループが設定した部分的な為替ヘッジにもかかわらず、米ドルの上昇により、米ドル建て資産のユーロ価値の下落は限定的であった。株式市場は下落したが、当面は実質金利の上昇に呼応するのみで、景気後退環境における利益へのリスクには対応していないものと見られる。市場は、中央銀行が景気後退を生み出すことなくインフレ抑制に成功することを期待しているものと見られ、2023年度はこの状況を注意深く監視する必要がある。

2022年度にEDF Investは、通信インフラ（Norlys Fiber、デンマークの光ファイバー網）、デジタルインフラ（DataBank、米国のデータセンターのグループ）の少数持分および分散された非上場投資ファンド持分を購入し、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。EDF Investはまた、Thyssengas（ドイツのガス網）に対する全持分、Transport Stockage Hydrocarbures/Géoselグループ（フランスの塩洞窟での石油貯蔵）に対する持分の一部、および米国のMiRose風力発電所の50%も売却した。

2022年12月31日現在、専用資産全体の運用成績は(667)百万ユーロを記録し、その内訳は金融損益(963)百万ユーロおよび臨時損益296百万ユーロであった。これは主に、受取利息および配当金（917百万ユーロ）、不利な市場動向に特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（(1,810)百万ユーロ）、ならびに投資有価証券売却益（296百万ユーロ）によるものである。

注記27．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。

前年度からの増加は、主に、最近の稼働から得た最新の経験を織り込んだ施設廃止費用の再見積りに起因する。

注記28．従業員給付引当金

会計原則および会計処理方法

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。

従業員給付債務の計算および認識

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。

- 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期待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。

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。

この制度間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、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債務は以下を含む。

- 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- 従業員が規制業務（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、IEGの元従業員（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（主に限界生産コスト、配送コストおよび税金に依存する）。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。

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。

従業員給付引当金の増減は以下の通りであった。

	2021年	増加		減少		2022年
（単位：百万ユーロ）	12月31日現在	営業 (1)(4)	金融(3)	営業 (2)(4)	金融(5)	12月31日現在
雇用後給付引当金	10,794	788	405	(600)	(220)	11,167
長期給付引当金	1,073	47	14	(209)	-	925
従業員給付引当金	**11,867**	**835**	**419**	**(809)**	**(220)**	**12,092**

(1) 過去勤務費用574百万ユーロ、数理計算上の損失の償却259百万ユーロおよび権利未確定給付２百万ユーロを含む。
(2) 雇用主の拠出額(658)百万ユーロおよび数理計算上の利益(151)百万ユーロを含む。
(3) 注記11を参照。
(4) 注記５を参照。
(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
2021年12月31日現在残高	**32,225**	**(13,148)**	**19,076**	**(11)**	**(7,198)**	**11,867**
2022年度純費用	993	(220)	773	2	108	883
未認識数理計算上の損益の変動	(8,414)	3,733	(4,681)	-	4,681	-
制度への拠出	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(1,090)	432	(658)	-	-	(658)
2022年12月31日現在残高	**23,713**	**(9,203)**	**14,510**	**(9)**	**(2,409)**	**12,092**

2022年度の債務に係る数理計算上の損益は(8,414)百万ユーロであり、以下のものを反映している。

- 割引率の変動(15,192)百万ユーロ
- インフレ率の変動4,517百万ユーロ
- 人口統計上の仮定の変更(95)百万ユーロ
- 2022年度に決定され2023年度から適用される昇給措置の影響1,632百万ユーロ
- 実績による調整の変動724百万ユーロ。主に社会保障の上限に関する仮定の変更、CNAVおよびAGIRC-ARRCO年金の再評価、ならびに2022年度に適用された昇給措置の影響に起因する。

2022年度の制度資産に係る数理計算上の損益は、債券および株式市場の下落局面で合計3,733百万ユーロとなった。

雇用後および長期従業員給付費用：

（単位：百万ユーロ）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
過去勤務費用	574	581
利息費用（割引の影響）(1)	419	292
制度資産の期待運用収益	(220)	(166)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	197	221
数理計算上の損益の変動－長期給付	(89)	81
制度縮小または清算の影響	-	-
過去勤務費用－権利確定済給付	-	-
過去勤務費用－権利未確定給付	2	8
雇用後給付および長期給付に関する費用純額	**883**	**1,017**
うち：		
営業費用(2)	684	891
金融費用	199	126

(1) 利息費用（割引の影響）419百万ユーロは、2021年１月１日（1.3%）から2022年１月１日（3.9%）までの間の割引率の上昇の結果、2021年12月31日現在と比較して127百万ユーロ増加している。

(2) 2022年度のこの金額は営業引当金の増加835百万ユーロから数理計算上の損益の戻入（151百万ユーロ）を控除したものに相当する。

28.1　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）	2021年12月31日現在	増加		減少		2022年12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
年金	7,162	438	308	(453)	(213)	7,242
CNIEG費用	460	11	7	(12)	-	466
現物給付（エネルギー）	2,355	233	67	(109)	-	2,546
退職慰労金	66	37	8	(4)	(7)	100
その他の給付	751	69	15	(22)	-	813
雇用後給付引当金	**10,794**	**788**	**405**	**(600)**	**(220)**	**11,167**

（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
年金	17,832	(8,812)	-	(1,778)	7,242
CNIEG費用	339	-	-	127	466
現物給付（エネルギー）	3,310	-	-	(764)	2,546
退職慰労金	503	(377)	-	(26)	100
その他の給付	805	(14)	(9)	32	813
2022年12月31日現在の雇用後給付引当金	**22,789**	**(9,203)**	**(9)**	**(2,410)**	**11,167**

（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
年金	23,779	(12,606)	-	(4,011)	7,162
CNIEG費用	501	-	-	(41)	460
現物給付（エネルギー）	5,067	-	-	(2,712)	2,355
退職慰労金	602	(527)	-	(8)	66
その他の給付	1,203	(15)	(11)	(426)	751
2021年12月31日現在の雇用後給付引当金	**31,152**	**(13,148)**	**(11)**	**(7,198)**	**10,794**

28.2　在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金

在職中の従業員に付与さ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）	2021年12月31日現在	増加		減少	2022年12月31日現在
		営業費用	金融費用	営業戻入	
業務上の事故または疾病に係る年金	914	38	12	(167)	797
長期勤続報奨	138	9	2	(38)	111
その他	21	-	-	(4)	17
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金	**1,073**	**47**	**14**	**(209)**	**925**

28.3 制度資産

2022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9,203百万ユーロ（2021年12月31日現在13,148百万ユーロ）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、主に金融市場の有利な動向が減退したことにより減少した。

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）	2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
制度資産合計	**9,203**	**13,148**
特別年金給付向け資産	**8,812**	**12,606**
（%）：		
株式	33%	32%
貨幣性債券	65%	67%
不動産資産	2%	1%
退職慰労金向け資産	**377**	**527**
（%）：		
株式	31%	33%
貨幣性債券	69%	67%
その他の給付向け資産	**14**	**15**

28.4 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2022年12月31日現在3.90%（2021年12月31日現在1.30%）である。
- インフレ率は2022年12月31日現在2.30%（2021年12月31日現在1.70%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は19.23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2022年度1.72%（2021年度1.29%）である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2022年度1.45%（2021年度1.06%）である。

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。

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、2022年12月31日現在の割引率を3.90%に設定している（2021年12月31日現在1.30%）。割引率の上昇は、基本的に、2022年度末に観察されたリスクフリー・レートの上昇に関係している。

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、2022年12月31日現在2.30%である（2021年12月31日現在1.70%）。

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3.7%である。

債務の算定に当たり、2022年度に署名された昇給協定が考慮されている。2024年度以後については、これらの算定のために参照される賃金法は、近年観察された平均昇給（非経常的影響を調整後）に基づいている。

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29．その他の費用引当金および偶発債務

29.1　その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	増加	減少		その他	2022年12月31日現在
		営業	使用	戻入		
以下に対する引当金：						
－人件費	36	29	(23)	(2)	-	40
－委譲運営資産の取替	281	14	(0)	(4)	(13)	278
－その他の費用＊	1,107	3,558*	(3,277)*	(15)	-	1,373
その他の費用引当金	**1,424**	**3,601**	**(3,300)**	**(21)**	**(13)**	**1,691**

＊ その他の費用引当金は、2022年３月11日付政令およびその施行令により導入された追加ARENH配分19.5TWhに係る2022年度下半期の費用について2022年６月30日現在で認識された特定引当金2,749百万ユーロを含む。この引当金は、当下半期に当該販売および購入が行われた時点で全額使用された（注記５(2)を参照）。
2022年12月31日現在、費用引当金はまた、重要な契約に関する継続中の交渉に関しても認識された（注記26.1を参照）。
2021年12月31日現在、その他の費用引当金は、フランス競争当局（ADLC）に対する手続に関連する引当金を含む（注記12を参照）。2022年２月22日、和解手続において、ADLCはEDFグループに対し、その優越的地位の濫用につき300百万ユーロの制裁金を科した。この引当金は、2022年７月に支払った当該費用の認識時に取り崩された（注記29.2を参照）。

29.2 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。

2022年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

税務調査

フランスの税務当局は、2012年度から2019年度の期間について、一部の長期原子力引当金の税務上の損金算入可能性に疑義を唱えた。2022年８月29日の判決においてモントルイユ行政裁判所は、争点となった引当金のうち１つについてEDFの見解を認めたが、その他については当該税務調整を支持した。

この判決の履行として当社は297百万ユーロを支払い（注記13.2を参照）、当該判決の不利な部分に対して上訴した。

ARENH争議―不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機下において、2020年度に一部の供給業者はパリ商事裁判所長に、EDFと締結したARENH基本契約に含まれる不可抗力条項を理由に、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの全部または一部を一時停止する緊急命令を求める申請を提出した。

2020年５月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は代替供給業者４社（TotalEnergies、Gazel、AlpiqおよびVattenfall）が提出したARENH契約一時停止申請に対し、仮判決を下した。緊急申請裁判官は、不可抗力事由が成立するとの判決を下し、申請者のうち３社（TotalEnergies、GazelおよびAlpiq）について引渡しの一時停止を命じた。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年７月28日、パリ控訴裁判所は、商事裁判所のこれらの決定を支持した。2020年９月24日、EDFは破毀院に上訴を提起したが、2022年５月11日に棄却された。

一方、EDFはその権利を保護するための予防措置として、2020年６月２日に、エネルギー供給業社であるAlpiq、GazelおよびTotalEnergiesに対し、ARENH契約の終了を通知した。2020年７月１日付命令により、パリ商事裁判所長はこの終了を無効とした。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年11月19日、パリ控訴裁判所は、商業裁判所の命令を覆し、略式手続の根拠がないとして、当該終了の効力を回復した。

2020年９月下旬には、Ohm Énergie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 Énergieの主張をすべて却下した。

これと並行して、EDFが不可抗力条項の適用を違法に拒否したことで生じたとする不利益についてEDFに損害賠償を求める代替供給業者により、本件の内容に関連する７件の訴訟が提起されている。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Énergie Grands ComptesおよびPriméo Énergie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm Energy et Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesならびにEkwateurである。

2021年４月13日、パリ商業裁判所は、Hydroptionの訴訟において本案に係る第一審判決を下し、EDFに対し、原告に5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。同裁判所は、不可抗力の条件が満たされていたと判断し、Hydroptionの要望に反してARENH引渡しを継続することで、EDFは責任を負うべき契約違反を犯したと結論付けた。2021年10月15日、パリ控訴裁判所は、不可抗力事由の免責条項は成立せず、EDFには契約の一時停止要請を満たす義務はなかったとして、EDFの責任を認めHydroptionへの損害賠償の支払を命じた限りにおいて商事裁判所の判決を覆した。2021年12月２日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は2022年１月19日に破毀院に上訴を提起し、当該手続は依然として係属中である。

2021年11月30日にパリ商事裁判所は、TotalEnergiesおよびEkwateurが提起した訴訟の本案について更に２件の判決を下し、EDFに対しTotalEnergiesに53.93百万ユーロおよびEkwateurに1.77百万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。EDFはこれら２件の判決に対して上訴しており、当該手続は依然として係属中である。

2022年12月６日にパリ商事裁判所は、Priméo Énergie Grands ComptesおよびPriméo Énergie Solutionsが提起した訴訟の本案について更に２件の判決を下し、EDFに対しこれら２社にそれぞれ1.73百万ユーロおよび2.36百万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。EDFはこれら２件の判決に対して上訴しており、当該手続は依然として係属中である。

本案に関するその他の訴訟は依然として係属中である。

フランスの競争当局（ADLC）による調査

2021年12月31日現在、フランスの競争当局（ADLC）は、４件の個別事項（Engieの訴状、温熱ネットワークに関する照会、Plümの訴状、Xélanの訴状）に関連してEDFグループを調査しており、それは2021年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記に記載されている。

2022年度上半期において、2017年６月19日にEngieが提出した訴状を受けた調査に重要な進展があった。当該調査は、EDFの電力およびガスの小売販売に関する商慣行、特に当該料金が廃止目前であった2015年度末から規制「緑色」および「黄色」料金を支払っている顧客のファイルへのアクセスを、EDFが要求に応じて電力供給会社に提供した状況に関連している。2016年11月に行われた捜索および押収作業で集められた文書がEngie訴訟において使用された。2021年５月27日に、EDF、Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびChamは、電気およびガス小売の供給市場、マルチ技術管理／保守およびエネルギー最適化サービス、ならびに省エネ証書の発行につながるエネルギー制御措置に関するADLCの異議について通知を受けた。

2022年２月22日にADLCは、電力供給部門における市場シェアの維持ならびに関連するガス供給およびエネルギー・サービス市場における地位の強化をEDFグループに可能にしたと主張される支配的地位を乱用した慣行につき300百万ユーロの制裁金を科した。EDFはこの訴訟の和解手続によって恩恵を受け、２つの確約を行った。１つ目は、「青色」規制料金の顧客ファイルを要求に応じて代替電力供給業者に提供すること、２つ目は、「青色」料金の既存および見込み顧客の電話加入手続を、市場価格契約の既存および見込み顧客の手続と分離することである。関連する引当金が、2021年12月31日現在で認識された。これは、2022年７月に支払った当該費用の認識時に取り崩された（注記29.1を参照）。

2019年11月４日のADLCへの職務上の照会を受けた、温熱ネットワーク運営のためのパートナーシップ形成に関する調査において、EDF、Dalkia、Électricité de Strasbourg、ES Services ÉnergétiquesおよびEDEVは、2021年５月３日にADLCの最初の異議通知を、2022年７月８日に追加の異議通知を受けた。これらの通知は、双方が主張を提示する手続の第一段階であった。当事者が提示した見解に対するADLC報告者の報告書が、2023年２月15日にEDFに送付された。当事者は、この報告書に対する見解を提示するために２か月の猶予を有する。この手続は2023年度においても継続するが、最終的な結果についてはまだ何も示唆されていない。

他の２件のADLC調査には重要な進展はなかった。

最後に、2022年１月18日付決定においてADLCは、ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）がEDFに対して行った不服申立ておよび暫定措置申請を却下した。この不服申立ては、「青色」規制販売料金の廃止に関係して2020年12月31日付で後続の市場価格契約に自動的に切り替えられた非住宅顧客のデータベースへのアクセス提供をEDFが拒否したことに関係していた。ただしADLCは、ANODEの論拠について、主張された慣行の存在を立証する十分な証拠の裏付けがないと判断した。ANODEはこの決定に対し2022年３月１日付でパリ控訴裁判所に上訴を提起し、これと並行してEDFは2022年３月30日付で任意の訴訟参加を宣言した。控訴裁判所は2022年11月３日に、ADLCはANODEの訴え却下の決定をEDFに通知すべきではなかったとして、EDFの任意訴訟参加の宣言を不許可とする判決を下した。2022年11月30日に、EDFはこの不許可判決に対し上訴を提起した。ADLCの2022年１月18日付決定の本案に関する上訴手続は依然として係属中である。

労働訴訟

EDFは、多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと考えている。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可能性がある。

さらに、EDFは、URSSAF等の社会保障機関による検査を定期的に受けており、その一部は現在進行中である。

注記30．負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2022年12月31日現在総額	2021年12月31日現在総額
	１年未満	１－５年	５年超		
負債					
社債	2,000	11,725	34,489	48,214	47,572
金融機関からの借入債務	350	15,875	1,450	17,675	1,391
その他の借入債務	19,953	6	1	19,960	6,812
その他の金融負債					
－消費財に係る前受金	-	5	22	27	26
－その他	6,237	400	-	6,637	1,697
金融負債（注記31を参照）	**28,540**	**28,011**	**35,962**	**92,513**	**57,498**
前受金および未成業務受入金(1)	**8,164**	**-**	**-**	**8,164**	**7,499**
営業債務および関連勘定(2)	16,690	-	53	16,743	10,996
税金および社会保障費負債(3)	6,697	-	-	6,697	8,630
固定資産関連負債および関連勘定	2,244	-	-	2,244	2,070
その他の負債(4)	25,374	4	3,157	28,535	18,619
営業、投資およびその他の負債	**51,005**	**4**	**3,210**	**54,219**	**40,315**
現金性金融商品(5)	**2,739**	**889**	**806**	**4,434**	**4,239**
繰延収益(6)	**533**	**926**	**1,490**	**2,949**	**3,075**
負債合計	**90,981**	**29,830**	**41,468**	**162,279**	**112,626**

(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、2022年12月31日現在7,423百万ユーロ（2021年12月31日現在7,071百万ユーロ）を含む。

(2) 2022年度の増加は主に、価格上昇を背景としたEDF Tradingへ支払うべき負債に関係している。

(3) 2022年12月31日現在、この項目は、引渡済であるが未請求のエネルギーについて徴収されるTICFE-CSPE60百万ユーロ（2021年12月31日現在1,457百万ユーロ）を含んでいる。この差額は、フランス政府の上限料金措置の一環として、2022年２月１日以後、規制料金および市場価格契約に係るすべての消費者に適用されたTICFE-CSPE税率の引下げに起因する（注記3.1を参照）。

(4) 主に子会社との間の当座勘定、引受およびキャッシュ・プーリング契約の金額。2022年12月31日現在のその他の負債は、CSPE公共電力サービス費用補償に関連する負債6,074百万ユーロ（これに対し2021年12月31日現在294百万ユーロ）も含んでいる。

(5) 現金性金融商品は、特に、為替商品に係る未実現損失および取引銀行とのデリバティブおよび買戻契約に基づく有価証券の譲渡に係るEDFのマージンコールに関するすべての貸方残高（2022年12月31日現在1,734百万ユーロ、これに対し2021年12月31日現在2,691百万ユーロ）を含んでいる。

(6) 2022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1,777百万ユーロ（2021年12月31日現在1,746百万ユーロ）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、契約期間にわたり定額法によ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2020年12月14日に受け取っ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み、これは費用が発生するにつれて、または発生した時に利益として純損益に認識される。

EDFの公共サービス費用

2022年度のEDFへの補償対象費用の額は808百万ユーロ（これに対し2021年度5,472百万ユーロ）である。購入義務関連の補償対象公共サービス費用は、市場価格が非常に高く、総じてEDFの購入義務費用を大きく上回っていたことから、2022年度には大幅に減少してマイナスとなった。ただし、2022年度の補償対象公共サービス費用は、フランス当局が電気およびガスの上限料金を通じて導入した最終顧客への販売価格の上限設定によって生じる販売収益の不足を補うための金額1,571百万ユーロを含んでいる（注記3.1を参照）。

国の一般予算からの2022年度の受取額は合計6,602百万ユーロであった（これはガス上限料金に関する2022年度の費用予測に係る支払い141百万ユーロを含む）。

2022年度の国からの補償受取額は、2021年度の市場価格を基に2022年度の財政法で決定されたため、結果的に2022年度の補償対象となる公共サービス費用よりも極めて高額であった。

従って、2022年12月31日現在で、EDFは国に対する営業負債6,074百万ユーロを認識した（2021年12月31日現在294百万ユーロ）。

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４に記載されている。

注記31．金融負債

会計原則および会計処理方法

社債償還プレミアムおよびあらゆる発行プレミアムは、フランスの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）。

2020年９月のOCEANE債発行の特定のケースにおいて、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することを決定した。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含めら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。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	新規借入	返済	換算調整(実現および未実現)	その他	2022年12月31日現在
社債（ユーロ建）	3,232	-	(350)	-	-	2,882
社債（ユーロ建以外）	11,028	-	-	541	-	11,569
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建）	18,183	3,000	(2,010)	-	-	19,173
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建以外）	15,129	-	(464)	(75)	-	14,590
社債(1)	**47,572**	**3,000**	**(2,824)**	**466**	**-**	**48,214**
長期借入金（ユーロ建）	1,391	13,900	(149)	-	-	15,142
長期借入金（ユーロ建以外）	-	2,300	-	33	-	2,333
短期借入金（ユーロ建）	-	200	-	-	-	200
金融機関からの借入債務(2)	**1,391**	**16,400**	**(149)**	**33**	**-**	**17,675**
譲渡性負債商品（ユーロ建）	4,462	5,136	-	-	-	9,598
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	645	452	-	(9)	-	1,088
契約上の金融借入債務	1,705	23,989	(16,417)	(3)	-	9,274
その他の借入債務(3)	**6,812**	**29,577**	**(16,417)**	**(12)**	**-**	**19,960**
借入債務合計	**55,775**	**48,977**	**(19,390)**	**487**	**-**	**85,849**
消費財に係る前受金	**26**	**-**	**-**	**-**	**1**	**27**
その他の前受金	785	3,667	(298)	409	1,149	5,712(4)
銀行当座借越	91	-	-	-	(54)	37
繰延銀行借方勘定	8	-	-	-	10	18
未払利息	813	-	-	-	57	870
その他の金融負債	**1,697**	**3,667**	**(298)**	**409**	**1,162**	**6,637**
金融負債合計	**57,498**	**52,644**	**(19,688)**	**896**	**1,163**	**92,513**

(1) 社債の増加は、グリーン・ボンドのトランシェ１つを含む総額3,000百万ユーロのマルチ・トランシェ優先債の発行（注記2.2.4を参照）が、社債の償還(2,824)百万ユーロおよび外国為替による影響466百万ユーロにより部分的に相殺されたことによるものである。

(2) 金融機関からの借入債務は、2022年度上半期に締結した二者間与信枠に係る合計102.5億ユーロおよび22億米ドル（20億ユーロ相当）の引出し（注記2.2.2を参照）、ならびに2022年度下半期に締結した与信枠に係る31億ユーロ（注記2.2.5および2.2.6を参照）を含む。また、EDFに付与されたEIB与信枠の引出し（注記2.2.3を参照）も含み、その後これは名目金額800百万ユーロ未満でEnedisに転貸された。

(3) その他の借入債務の変動は主に、譲渡性負債商品の発行による5,579百万ユーロ（2021年度2,822百万ユーロ）および、買戻契約に基づく銀行数行への現金受領を伴う債券譲渡による7,569百万ユーロからなる。

(4) この金額は主に、償還が確実であると判断されたことからEDFにより「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えられた1,966百万ユーロ（2013年度の債券発行に関してEDFが2023年１月29日に行使した償還オプションに関連する2,098百万米ドル）を含む（注記2.2.7および注記23を参照）。また、購入義務市場での取引完了に必要な保証としてEDFが受け取った預り保証金の額36億ユーロも含む。

31.1　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				ヘッジ手段の影響		ヘッジ後の貸借対照表の負債構造			
	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		**55,993**		**65**		**22,572**		**78,565**	**100**	**92**
CHF	550	559	2	1	(550)	(559)	-	-	-	-
GBP	6,985	7,875	26	9	(2,600)	(2,931)	4,385	4,944	68	6
HKD	2,416	291	1	-	(2,416)	(291)	-	-	-	-
JPY	213,569	1,521	5	2	(175,000)	(1,244)	38,569	277	4	-
NOK	1,000	95	-	-	(1,000)	(95)	-	-	-	-
USD	20,815	19,515	66	23	(18,615)	(17,452)	2,200	2,063	28	2
合計II ユーロ以外		**29,856**	**100**	**35**		**(22,572)**		**7,284**	**100**	**8**
合計I+II		**85,849**		**100**		**-**		**85,849**		**100**

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記33.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

31.2 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			ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の貸借対照表の負債構造		
	合計	2022年12月31日現在(%)	2021年12月31日現在(%)	合計	合計	2022年12月31日現在(%)	2021年12月31日現在(%)
長期借入債務およびEMTN	49,950			(21,932)	28,018		
短期借入債務	13,338				13,338		
固定金利での借入債務	**63,288**	**74**	**99**	**(21,932)**	**41,356**	**49**	**70**
長期借入債務およびEMTN	15,739			21,932	37,671		
短期借入債務	6,822				6,822		
変動金利での借入債務	**22,561**	**26**	**1**	**21,932**	**44,493**	**51**	**30**
合計	**85,849**	**100**	**100**		**85,849**	**100**	**100**

注記32．未実現為替差益

2022年12月31日現在の未実現為替差益は575百万ユーロ（2021年12月31日現在260百万ユーロ）であり、このうち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、301百万ユーロはクロス・カレンシー・スワップによって完全にヘッジされた米ドル建債に関係する。

その他の情報

注記33．金融商品

会計原則および会計処理方法

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差額勘定に認識された。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。

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。

33.1　通貨、金利およびコモディティ・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）	2022年12月31日現在		2021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	16,196	16,196	9,323	9,323
USD	4,335	4,335	3,576	3,576
GBP	3,794	3,794	4,481	4,481
小計	**24,325**	**24,325**	**17,380**	**17,380**
２－外国為替取引				
先渡取引および外国為替オプション				
EUR	47,257	42,586	41,265	33,057
CAD	168	391	136	374
USD	28,772	27,583	23,312	25,286

GBP	11,990	16,577	9,354	14,199
CHF	255	557	142	404
ILS	757	757	440	554
PLN	206	250	213	253
JPY	388	851	123	741
CNY	1,095	1,095	1,075	797
MXN	128	128	105	105
その他の通貨	534	644	249	347
長期通貨スワップ				
EUR	3,785	36,262	3,821	35,196
JPY	1,244	57	1,051	61
USD	18,143	1,891	17,118	1,812
GBP	17,298	2,208	17,505	2,334
CHF	559	-	532	-
ILS	77	77	90	90
PLN	10	24	12	21
NOK	95	-	100	-
HKD	291	-	274	-
小計	**133,052**	**131,938**	**116,917**	**115,631**
３－証券化スワップ	-	-	-	-
４－市場証券取引	-	-	-	-
ストック・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	**157,377**	**156,263**	**134,297**	**133,011**
５－コモディティ・スワップ				
石油製品（千バレル）	5,392	5,392	7,168	7,168
石炭（百万トン）	-	0	-	-
電力製品（TWh）	15	11	-	-

上表中の数値は契約の想定元本の額であり、当初からユーロ建であるかまたは2022年12月31日現在の為替レート（ヘッジとして分類されているかどうかにかかわらず）を用いてユーロに換算されている。コモディティについては、表示数値は関連する測定単位によるヘッジ対象の想定数量である。

33.2　金融商品取引の純利益への影響

（単位：百万ユーロ）	2022年度	2021年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品＊	252	130
為替商品	(607)	511
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	730	739
為替商品	(95)	(82)

＊ スワップに係る金利を含む。

33.3　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・コミットメントに想定元本の額で表示された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の勘定に既に計上されている。結果として計上された帳簿価額とこれらの商品の市場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、2022年12月31日現在のオフバランスシート・コミットメントに想定元本の額で表示されたデリバティブ金融商品の市場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	85	283
外国為替ヘッジ		
為替予約取引、通貨スワップおよび外国為替オプション	(242)	86
クロス・カレンシー・スワップ	1,143	1,822
コモディティ・ヘッジ		
石油製品	-	(15)
石炭	-	1
電力製品	-	4,877
合計	**986**	**7,054**

注記34．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

2022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				2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
	１年未満	１年-５年	５年-10年	10年超		
オフバランスシート・コミットメント(付与)	**25,752**	**22,863**	**9,782**	**11,086**	**69,483**	**55,729**
営業コミットメント	15,758	15,630	9,521	8,697	49,606	41,850
－燃料およびエネルギー購入コミットメント	10,811	11,781	8,978	6,975	38,545	33,436
－その他の営業コミットメント	4,947	3,849	543	1,722	11,061	8,414
投資コミットメント	2,722	3,394	253	32	6,401	6,503
資金供与コミットメント	7,272	3,839	8	2,357	13,476	7,376
オフバランスシート・コミットメント(受取)	**3,934**	**11,882**	**256**	**307**	**16,379**	**15,157**
営業コミットメント	1,260	749	256	307	2,572	2,645
投資コミットメント	40	39	-	-	79	73
資金供与コミットメント	2,634	11,094	-	-	13,728	12,439

34.1　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。

34.1.1　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。

2022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				2022年12月31日現在	2021年12月31日現在
	１年未満	１年-５年	５年-10年	10年超		
電力購入および関連サービス	8,686	5,496	3,837	5,675	23,694	18,792
核燃料購入	2,125	6,285	5,141	1,300	14,851	14,644
燃料およびエネルギー購入コミットメント	**10,811**	**11,781**	**8,978**	**6,975**	**38,545**	**33,436**

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EDF Production Électricité Insulaireの発電所により発電された電力購入コミットメントを付与している島部エネルギー・システム（SEI）。
- ヘッジ契約。これらは、EDF Tradingとの間の契約に定められた量と価格での先物購入である。

上記に報告した義務に加えて、2000年２月10日付法第10条に基づいて、フランス本土で、EDFは、発電会社の要求により、また、一定の技術的特徴に準拠して、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所、小型水力発電所および太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務がある。

この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって補償される。これらの購入義務の2022年度の合計は50TWh（2021年度は54TWh）で、これには、熱電併給に係るもの６TWh（2021年度は７TWh）、風力発電に係るもの22TWh（2021年度は25TWh）、太陽光発電に係るもの13TWh（2021年度は11TWh）および水力発電に係るもの３TWh（2021年度は４TWh）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。

34.1.2 その他の営業コミットメント

これらは、契約に関連した発注書への署名時に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。

34.1.3 投資コミットメント

投資コミットメントは、基本的に有形固定資産の購入に関するコミットメントから構成されている。

34.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFが行った子会社に対する資金供与コミットメントである。当該コミットメントの増加は主に、EDF Trading（エネルギー市場のマージンコールへの資金供与に関する1,441百万ユーロおよび購入義務への資金供与に関する1,400百万ユーロからなる2,841百万ユーロ）ならびにEDF International（HPCプロジェクトへの資金供与に関する870百万ユーロ）に関連している。

34.2 コミットメント（受取）

34.2.1 営業コミットメント

これらのコミットメントは主に以下のものから構成される。

- 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント（受取）。
- 業務保証（受取）。
- 業務販売コミットメント。基本的にHPCプロジェクト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。

34.2.2 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。

34.3 その他のコミットメント

34.3.1 電力供給コミットメント

EDFは、事業の過程で、主に以下の長期電力販売契約を締結している。

- 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置された発電能力3.5GWに相当するものである。
- フランスの電力市場組織に関するフランスの「NOME」法の実施により、EDFは、2025年12月31日まで既存の原子力発電所が発電した電力の一部をフランスの市場で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日以後、毎年150TWhの上限量に関係している（注記3.1を参照）。

34.3.2　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。

2020年度にEDFは、ノルウェーからの年間30億立方メートルに関する５年間のガス購入契約に署名した。

2014年度にEDFは、2020年５月から20年間に係る年間0.7百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立法メートル）に関する米国からのLNG輸入契約に署名した。

2020年度にEDFはまた、米国からの20年間のLNG購入契約（天然ガス年間１百万トンすなわち14億立方メートル）にも署名した。この契約に基づく引渡しは2026年度に開始される予定である。

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、2018年度から、不利な契約に係る引当金が計上されている。

注記35．関連当事者

35.1　フランス政府および国有企業との関係

35.1.1　フランス政府との関係

フランス政府は、2022年12月31日現在EDFの資本の89.01%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。2023年２月８日にAMFは、2023年２月３日に終了したフランス政府によるEDF株式の簡易公開買付の結果を発表した。当該公開買付の完了後、フランス政府は、資本金の95.82%、議決権の96.53%以上および発行済OCEANE債の99.96%を保有することとなる（注記2.2.9を参照）。これにより、EDF株式およびOCEANEについて強制的スクイーズアウト手続に進むための条件が満たされる。AMFの2023年１月25日付通知に示された通り、従業員持株ファンドであるActions EDFならびに株主団体であるÉnergie En ActionsおよびAssociation pour la Défense des Actionnaires Minoritairesが当該公開買付に係るAMFの承認の無効を求めて提起した訴訟についてパリ控訴裁判所の判決を待つ間、フランス政府は、同控訴裁判所が当該訴訟の本案に関する決定を下すまでは強制的スクイーズアウトに踏み切らない旨を確約している。

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。

35.1.2　Engieとの関係

コルシカ島のアジャクシオ市およびバスティア市における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、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。

フランスの2022年度財政法第96条は、国に対し、LPG配給網の電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を、公式命令で定める最長20年の期間にわたり負担することを認めている。

この措置は、現在のところEDFに影響を与えない。最終的には、LPG配給事業の終了と電力利用への転換の見通しから配電網強化のための投資が必要となる。

Engieは、バスティア市およびアジャクシオ市に対し、遅くとも2023年７月31日までに委譲の割当を通知するよう正式に要求し、通知がない場合にはコルシカ島でのLPG事業を終了させるとしている。

35.1.3　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、Oranoに関するものである。

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との間に、数本の重要な契約が存在している。

- 天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）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26に記載されている。

注記36．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。

2021年度および2022年度において当社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、以下の通りであった。

（単位：ユーロ）	2022年度	2021年度
Jean-Bernard LEVY、会長兼最高経営責任者(1)	407,333	453,660
Luc REMONT、会長兼最高経営責任者(2)	47,727	n.a
取締役(3)	437,367(4)	436,934(5)

(1) 2022年２月17日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者であるJean-Bernard LEVY氏の年間固定報酬総額を、2022年度についても2021年度と同額の450,000ユーロに維持することを決定した。同氏はまた、社用車の形で現物給付を受けた。

(2) 2022年11月18日の会議において取締役会は、2022年11月23日付で発令されたフランス大統領令によるEDF会長兼最高経営責任者へのLuc REMONT氏の任命を条件として、同氏の年間固定報酬総額を、2022年度について450,000ユーロに設定し、政令による同氏のEDF会長兼最高経営責任者への任命時から比例的に配分することを決定した。Luc REMONT氏はまた、社用車の形で現物給付を受ける。

(3) 2022年５月12日開催の年次株主総会において、2022年度の取締役報酬の年間予算を、2021年５月６日開催の年次株主総会において承認された2021年度の取締役報酬予算と同額の440,000ユーロに設定する旨の取締役会の提案が承認された。

(4) この金額は2021年度ないし2022年度中に任期が終了した取締役に対して2022年度に支払った合計109,140ユーロの取締役報酬を含む。

(5) この金額は2021年度中に任期が終了した取締役に対して2021年度に支払った合計35,505ユーロの取締役報酬を含む。

注記37．　後発事象

以下に記載する社債発行、ならびに注記2.2.9、3.1、22.1、22.3、29.2および35.1.1に記載した事象を除き、期末日後に発生した事象はない。

37.1　額面20億ユーロおよび950百万英ポンドのマルチ・トランシェ優先債の発行

2023年１月19日に、EDFは額面20億ユーロおよび950百万英ポンドの４つのトランシェからなる優先債の発行を開始した。

- 10億ユーロの社債（満期９年、固定表面利率4.25%）
- 10億ユーロの社債（満期20年、固定表面利率4.625%）
- 450百万英ポンドの社債（満期12年、固定表面利率5.5%）
- 500百万英ポンドの社債（満期30年、固定表面利率5.625%）

決済および交付は2023年１月25日に行われ、当該社債は同日付でユーロネクスト・パリの規制市場での売買が認められた。

次へ

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2022

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 14 juin 2023.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Chiffre d'affaires	*5.1*	143 476	84 461
Achats de combustible et d'énergie	*5.2*	(121 010)	(44 299)
Autres consommations externes[1]		(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	*5.3*	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	*5.4*	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	*5.5*	367	4 262
Excédent brut d'exploitation	**5**	**(4 986)**	**18 005**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	(849)	(215)
Dotations aux amortissements		(11 079)	(10 789)
(Pertes de valeur)/reprises	*10.8*	(1 762)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	*7*	(687)	(1 123)
Résultat d'exploitation		**(19 363)**	**5 225**
Coût de l'endettement financier brut	*8.1*	(1 730)	(1 459)
Effet de l'actualisation	*8.2*	174	(2 670)
Autres produits et charges financiers	*8.3*	(1 997)	4 489
Résultat financier	***8***	**(3 553)**	**360**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**(22 916)**	**5 585**
Impôts sur les résultats	*9*	3 926	(1 400)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	*12*	759	644
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**(18 225)**	**4 828**
Dont résultat net - part du Groupe		**(17 940)**	**5 113**
Résultat net des activités poursuivies		(17 946)	5 114
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(285)**	**(285)**
Activités poursuivies		(285)	(285)
Activités en cours de cession		-	-
Résultat net part du Groupe par action en euros :	***14.7***		
Résultat par action		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action		(5,03)	1,36
Résultat par action des activités poursuivies		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action des activités poursuivies		(5,03)	1,36

[1] *Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.*

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2022 Part du Groupe	2022 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2022 Total	2021 Part du Groupe	2021 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2021 Total
Résultat net consolidé		**(17 940)**	**(285)**	**(18 225)**	**5 113**	**(285)**	**4 828**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	(3 579)	57	(3 522)	(3 292)	(33)	(3 325)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		936	(14)	922	779	8	787
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	308	-	308	(673)	-	(673)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		65	-	65	(83)	-	(83)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	(1 660)	-	(1 660)	(346)	-	(346)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		428	-	428	101	-	101
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute [(1)]	18.7.5	155	-	155	-	-	-
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(40)	-	(40)	-	-	-
Écarts de conversion des entités contrôlées		**(1 114)**	**(546)**	**(1 660)**	**1 935**	**606**	**2 541**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**521**	-	**521**	**(80)**	-	**(80)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(3 980)***	***(503)***	***(4 483)***	***(1 659)***	***581***	***(1 078)***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	(16)	-	(16)	15	1	16
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 [(2)]	16.1.3	3 899	(405)	3 494	1 144	263	1 407
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt [(2)]		458	103	561	(421)	(89)	(510)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**216**	-	**216**	**(83)**	-	**(83)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***4 557***	***(302)***	***4 255***	***655***	***175***	***830***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**577**	**(805)**	**(228)**	**(1 004)**	**756**	**(248)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		(17 363)	(1 090)	(18 453)	4 109	471	4 580
Dont résultat global des activités poursuivies		(17 369)	(1 090)	(18 459)	4 110	471	4 581
Dont résultat global des activités en cours de cession		6	-	6	(1)	-	(1)

(1) La variation des coûts de couverture inclut l'effet de retraitement des périodes antérieures pour 125 millions d'euros.

(2) Les gains actuariels en capitaux propres concernent principalement le périmètre France (voir note 16.1). Ils produisent un effet d'impôt limité en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés actifs selon laquelle les impôts différés actifs correspondants sont intégralement reconnus pour ceux qui se retourneront avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retourneront au-delà. La majeure partie des gains actuariels nés sur l'exercice 2022 concerne, en effet, la portion de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans, et pour laquelle aucun impôt différé n'était reconnu au 31 décembre 2021.

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2022	31/12/2021
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	9 513	10 945
Autres actifs incorporels	10.2	10 619	10 221
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	101 126	98 237
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	63 966	62 132
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 816	6 881
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	9 421	8 084
Actifs financiers non courants	18.1	48 512	55 609
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 165	2 092
Impôts différés actifs	9.3	8 696	1 667
Actif non courant		**260 834**	**255 868**
Stocks	13.2	17 661	16 197
Clients et comptes rattachés	13.3	24 844	22 235
Actifs financiers courants	18.1	58 033	39 937
Actifs d'impôts courants		497	544
Autres débiteurs courants	13.3.4	15 165	16 197
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	10 948	9 919
Actif courant		**127 148**	**105 029**
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	150	69
TOTAL DE L'ACTIF		**388 132**	**360 966**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2022	31/12/2021
(en millions d'euros)			
Capital	14	1 944	1 619
Réserves et résultats consolidés		32 396	48 592
Capitaux propres - part du Groupe		***34 340***	***50 211***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	12 272	11 778
Total des capitaux propres	**14**	**46 612**	**61 989**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	56 021	62 067
Provisions pour avantages du personnel	16	16 231	21 716
Autres provisions	17	4 671	5 442
Provisions non courantes		**76 923**	**89 225**
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	49 459	48 853
Passifs financiers non courants	18.3	71 058	56 543
Autres créditeurs non courants	13.5	4 968	4 816
Impôts différés passifs	9.3	1 533	2 401
Passif non courant		**203 941**	**201 838**
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	7 943	6 836
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	23 284	19 565
Passifs financiers courants	18.3	71 844	45 014
Dettes d'impôts courants		967	446
Autres créditeurs courants	13.5	33 504	25 248
Passif courant		**137 542**	**97 109**
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	37	30
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**388 132**	**360 966**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**(18 225)**	**4 828**
Résultat net des activités en cours de cession		**6**	**(1)**
Résultat net des activités poursuivies		**(18 231)**	**4 829**
Pertes de valeur / (reprises)		1 762	653
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 820	10 488
Produits et charges financiers		446	(89)
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		590	467
Plus ou moins-values de cession		(143)	(67)
Impôt sur les résultats		(3 926)	1 401
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(759)	(644)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.3	8 301	(1 526)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		*(5 140)*	*15 512*
Frais financiers nets décaissés		(1 003)	(588)
Impôts sur le résultat payés		(1 282)	(2 276)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**(7 425)**	**12 648**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**(7 425)**	**12 648**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(198)	(165)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		694	1 154
Investissements incorporels et corporels	10.7	(18 324)	(17 606)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		87	264
Variations d'actifs financiers		(7 344)	1 776
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(25 085)**	**(14 577)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(25 085)**	**(14 577)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	14.1	3 252	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[(*)]		1 795	2 076
Dividendes versés par EDF	14.3	(72)	(84)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(407)	(163)
Achats/ventes d'actions propres		4	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		*4 572*	*1 826*
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	34 165	6 943
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(5 876)	(5 161)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.4	994	1 235
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(606)	(547)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		694	677
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		*29 371*	*3 147*
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**33 943**	**4 973**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**33 943**	**4 973**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		1 433	3 044
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**1 433**	**3 044**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**9 919**	**6 270**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 433	3 044
Variations de change		(397)	180
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		100	38
Autres variations non monétaires		(107)	387
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	18.2	**10 948**	**9 919**

(*) Augmentation/réduction de capital et acquisition/cession d'intérêts minoritaires dans des sociétés contrôlées. Comprend notamment en 2022, un montant de 1 351 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) ; un montant de 176 millions d'euros d'apport des partenaires relatif au projet de CCGT de Seraing en Belgique ; ainsi que 54 millions d'euros de complément de prix reçu suite à la cession de 49% des actifs renouvelables italiens sans perte de contrôle en 2021. Comprend en 2021, un montant de 1 304 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C), un montant de 865 millions d'euros relatif à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali

6

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2022 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 AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	***45 633***	**9 593**	**55 226**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	*(1 004)*	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	*5 113*	(285)	4 828
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 699**	**(3 358)**	**5 768**	***4 109***	**471**	**4 580**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(547)	*(547)*	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.4)	-	-	-	-	972	*972*	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	*(1 599)*	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	*(4)*	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	*1 515*	-	1 515
Autres variations[4]	-	-	-	-	132	*132*	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	**1 619**	**(14)**	**828**	**(4 474)**	**52 252**	***50 211***	**11 778**	**61 989**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 003)	(2 977)	4 557	*577*	(805)	(228)
Résultat net	-	-	-	-	(17 940)	*(17 940)*	(285)	(18 225)
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**(1 003)**	**(2 977)**	**(13 383)**	***(17 363)***	**(1 090)**	**(18 453)**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(606)	*(606)*		(606)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	(1 025)	*(1 025)*		(1 025)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	*(1 050)*	(407)	(1 457)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	*7*	-	7
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	325	-	-	-	3 915	*4 240*	-	4 240
Autres variations[5]	-	-	-	-	(74)	*(74)*	1 991	1 917
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	**1 944**	**(7)**	**(175)**	**(7 451)**	**40 029**	***34 340***	**12 272**	**46 612**

[1] Les écarts de conversion varient de (1 003) millions d'euros en 2022. Cette variation est principalement liée à la baisse de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,190€ au 31 décembre 2021 et 1£ = 1,127€ au 31 décembre 2022).

[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. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps).

[3] Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

[4] En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C) pour 1 304 millions d'euros. En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :
- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits ;
- le reclassement des valeurs nettes comptables liées aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts.
Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de EJI et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.2).

[5] En 2022, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital de CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) pour 1 351 millions d'euros. Elles comprennent également :
- l'effet de l'entrée du gouvernement britannique (« HMG ») et la sortie concomitante de CGN dans NNB Holding Company (SZC) Ltd. le 30 novembre 2022. Ces transactions impactent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de (170) millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 361 millions d'euros (voir note 14.6) ;
- les effets des cessions sans pertes de contrôle et les apports de partenaires sur des projets détenus en Belgique (projet de CCGT de Seraing) et EDF Renouvelables (projet en Israël), qui affectent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de 56 millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 281 millions d'euros ;
- la contrepartie de la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) qui impacte les capitaux propres part du Groupe pour 44 millions d'euros (voir note 7).

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe 369
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 369
1.2 Évolutions du référentiel comptable 369
1.3 Bases de préparation des états financiers 370
1.4 Comparabilité des exercices 372

NOTE 2 Synthèse faits marquants 372

NOTE 3 Périmètre de consolidation 374
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation 375
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 376
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022 376

NOTE 4 Informations sectorielles 380
4.1 Informations par secteur opérationnel 380
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 382

NOTE 5 Excédent brut d'exploitation 382
5.1 Chiffre d'affaires 384
5.2 Achats de combustible et d'énergie 390
5.3 Charges de personnel 390
5.4 Impôts et taxes 391
5.5 Autres produits et charges opérationnels 392

NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 394

NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation 394

NOTE 8 Résultat financier 394
8.1 Cout de l'endettement financier brut 394
8.2 Effet de l'actualisation 395
8.3 Autres produits et charges financiers 395

NOTE 9 Impôts sur les résultats 396
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 396
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 397
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 397
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature 398

NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 398
10.1 Goodwill 399
10.2 Autres actifs incorporels 400
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 401
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 402
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 404
10.6 Immobilisations en cours 405
10.7 Investissements incorporels et corporels 409
10.8 Pertes de valeur / reprises 409

NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 415
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 416
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 416

NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 417
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 417
12.2 Taishan 418
12.3 Autres participations 418

NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 419
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 419
13.2 Stocks 420
13.3 Clients et comptes rattachés 421
13.4 Fournisseurs et comptes rattachés 422
13.5 Autres créditeurs 423

NOTE 14 Capitaux propres et résultat par action 424
14.1 Capital social 424
14.2 Actions propres 424
14.3 Distributions de dividendes 425
14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée 425
14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 426
14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 427
14.7 Résultat net et résultat net dilué par action 428

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 428
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 430
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 441
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 444

NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel 444
16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe 445
16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation) 449
16.3 Royaume-Uni 450

NOTE 17 Autres provisions et passifs éventuels 451
17.1 Autres provisions pour déconstruction 451
17.2 Autres provisions 452
17.3 Passifs éventuels 453

NOTE 18 Actifs et passifs financiers 456
18.1 Actifs financiers 456
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 459
18.3 Passifs financiers 459
18.4 Lignes de crédit non utilisées 463
18.5 Juste valeur des instruments financiers 464
18.6 Risques marchés et de contrepartie 465
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 465

6

Note 19 Indicateurs financiers 470
19.1 Résultat net courant 470
19.2 Endettement financier net 471
Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers 471
20.1 Dépenses réglementaires 472
20.2 Évaluation des actifs et passifs 473
20.3 Financement durable 474
20.4 Investissements décarbonés 475
20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique 475
Note 21 Engagements hors bilan 477
21.1 Engagements donnés 477
21.2 Engagements reçus 481
Note 22 Parties liées 482
22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 482
22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État 483
22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 483
Note 23 Événements postérieurs à la clôture 483
Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes 484

Annexe aux comptes consolidés

Électricité 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 2022.

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 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

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 au 31 décembre 2022 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 2022. 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 2022.

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 2022 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2021 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2023 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Depuis le 1er janvier 2022, le chiffre d'affaires généré par un actif non encore en service (tel que par exemple les ventes d'électricité en phase de test) ne doit plus être comptabilisé en réduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés sont enregistrés au compte de résultat au fil de l'eau.

L'application de ces amendements n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe sera notamment concerné par ces amendements lors de la phase de tests et d'essais de l'EPR de Flamanville 3.

1.2.2 Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent que la provision pour contrat onéreux doit être évaluée sur la base des coûts inévitables correspondant à tous les coûts rendus nécessaires par l'exécution du contrat et non pas uniquement les coûts incrémentaux.

Ils élargissent ainsi le périmètre des coûts à prendre en compte, qui comprennent à la fois les coûts incrémentaux pour remplir les obligations du contrat (ex : la main d'œuvre et les coûts matières) mais aussi une allocation des autres coûts directement liés au contrat (ex : une quote-part de l'amortissement des équipements utilisés, des assurances).

Le Groupe n'a pas d'impact matériel résultant de l'application de ces amendements.

1.2.3 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1er janvier 2021 aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes consolidés au 31 décembre 2021 en note 1.2.1.

Dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.4 Autres textes applicables à compter du 1er janvier 2022

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises - Référence au cadre conceptuel ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2023

1.2.5.1 Amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : Impôts différés rattachés à des actifs et passifs issus d'une même transaction

A compter du 1er janvier 2023, les entités devront désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles. Les amendements de la norme IAS 12 visent ainsi à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de leur application.

1.2.5.2 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

La norme IFRS 17 pose les principes pour la reconnaissance, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir concernant les contrats d'assurance entrant dans le champ d'application de la norme.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de son application.

1.2.5.3 Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- IAS 1 « Présentation des états financiers » : Informations à fournir sur les méthodes comptables ;
- IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » : Définition d'une estimation comptable.

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 arrêtés 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.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est 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 existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers 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.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

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 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.3.4.2 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 réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers 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, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

- 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 et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/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 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

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 2022 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 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 révise 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 concessions 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 des passifs 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 et estimations

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.

Notamment, 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. Ainsi 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 15.1.2.2). 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.

Le Groupe détient via sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Sereing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

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 régulatoires (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, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 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 et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- 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

1.4 Comparabilité des exercices

1.4.1 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

Les états financiers sont affectés par le niveau et la volatilité des prix de marché, de façon plus marquée qu'au 31 décembre 2021 sur certains agrégats.

Le total bilan passe de 361 milliards d'euros à 388 milliards d'euros, notamment sous l'effet de l'augmentation de la juste valeur des dérivés (voir notes 18.1.1 et 18.3.1) (dérivés de *trading* pour +10,5 milliards d'euros à l'actif et +6,9 milliards d'euros au passif ; dérivés de couverture pour +2,3 milliards d'euros à l'actif et pour +7,8 milliards d'euros au passif). Le total bilan avait augmenté de 306 milliards d'euros à 361 milliards d'euros entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021 sous l'effet également de l'augmentation de la juste valeur des dérivés, ainsi que du besoin en fonds de roulement clients et fournisseurs, et des appels de marge actif / passif sur les activités de *trading* (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021). Au sein des « Autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 et 6,1 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.5.4).

Au niveau du compte de résultat, on relève principalement :

- le chiffre d'affaires hors *trading* est en hausse de 82,9 à 136,4 milliards d'euros soit + 64% sous l'effet de l'augmentation des prix de marché, en électricité et en gaz. En France l'augmentation du chiffre d'affaires électricité a été limitée du fait des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics pour limiter le montant des factures émises aux clients finals (bouclier tarifaire). Dans d'autres pays, des mesures de soutien ont également été mises en place, comme en Grande Bretagne en particulier à partir de septembre 2022, mais directement par les Pouvoirs Publics auprès des consommateurs finaux, donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15. D'autres pays ont plutôt mis en place des mesures fiscales avec des compléments d'impôt sur les sociétés comme en Italie ;
- les achats de combustible et d'énergie augmentent de 44,3 à 121 milliards d'euros soit + 173 %, dont un effet prix très élevé des achats d'électricité rendus nécessaire par la moindre production nucléaire du fait du phénomène de corrosion sous contrainte (voir note 5.2) ;
- la marge de *trading* atteint 7 milliards d'euros contre 1,5 milliard d'euros sur l'exercice 2021. Cette marge intègre une augmentation des réserves pour risque de contrepartie dans le contexte particulier du marché européen ;
- la volatilité des commodités (IFRS 9) au compte de résultat est de (0,8) milliard d'euros contre (0,2) milliard d'euros sur l'exercice 2021.

1.4.2 Effet de l'inflation et des taux d'intérêts sur la comparabilité d'exercices

Les états financiers sont également affectés par la pression inflationniste actuelle, entraînant, au travers des actions des banques centrales pour maîtriser les anticipations d'inflation, une forte hausse des taux d'intérêts sur l'année 2022, qui a pour principales conséquences :

- une hausse des taux d'actualisation réels pour les provisions liées à la production nucléaire, entraînant à ce titre une baisse des provisions sur l'année 2022 de (4,6) milliards d'euros en France, (voir note 15.1.1), contre une hausse des provisions à ce titre de +1,1 milliard d'euros en 2021 (baisse du taux d'actualisation réel en France) ; la hausse des taux d'actualisation entraîne également une diminution des provisions nucléaires au Royaume-Uni de (2,9) milliards d'euros (voir note 15.2) et concomitamment de la créance vis-à-vis du NLF et de l'État britannique, qui est actualisée au même taux que les provisions qu'elle finance ;
- une hausse des taux d'actualisation réels au titre des hypothèses actuarielles retenues pour les engagements liés au personnel, expliquant principalement la baisse des engagements sur l'année 2022 pour (12,8) milliards d'euros (voir notes 16.1.1 et 16.1.2). Sur l'année 2021, les écarts actuariels liés à ces hypothèses avaient varié de (0,2) milliard d'euros ;
- une hausse des CMPC retenus pour les tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels de 100 à 130 points de base en moyenne, ayant entraîné la dépréciation partielle du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1,2 milliard d'euros (voir note 10.8).

Dans le même temps, ce contexte inflationniste et de hausse des taux d'intérêts explique au premier ordre l'évolution des marchés financiers sur l'exercice et en conséquence l'évolution à la baisse de la valeur au bilan entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 des actifs dédiés d'EDF (baisse de (3,6) milliards d'euros – voir note 15.1.2.4) et des actifs de couverture des engagements liés au personnel (baisse de (10) milliards d'euros – voir note 16.1.1). Entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021, la valeur au bilan des actifs dédiés et des actifs de couverture des engagements envers le personnel avait évolué respectivement de +3,1 milliards d'euros et +1,7 milliard d'euros.

1.4.3 Impacts de la guerre en Ukraine

Le Groupe a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. Le Groupe a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme. S'agissant du gaz, le Groupe a un unique contrat gaz (Edison), avec une filiale européenne d'une entreprise russe, représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et se terminant fin 2022. Le Groupe n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé. La filiale Dalkia Russie a été cédée sur le premier semestre 2022 (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 et note 7).

Note 2 Synthèse faits marquants

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2022** et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire** :
  - Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et le déchargement du combustible est en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15) ;
  - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
  - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 5) ;
  - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022) ;
  - Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8) ;
  - Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6) ;
  - Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - *Development Consent Order*) à Sizewell C (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 20 juillet 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 15 septembre 2022, EDF a ajusté l'impact de la baisse de la production du Groupe pour 2022 suite aux annonces du Gouvernement sur plafonnement de la hausse des prix en 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 septembre 2022, voir note 5) ;
  - Le 3 novembre 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 3 novembre 2022, voir note 5) ;
  - EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqués de presse du Groupe du 10 février 2022 et du 4 novembre 2022, voir note 3.1) ;

- EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (cf. communiqué de Presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6) ;
- Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022, voir note 10.6).

• **Plan de cessions** :

- Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1) ;
- EDF a finalisé la cession de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 septembre 2022 et 25 janvier 2023, voir note 3.1) ;
- EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (cf. communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1) ;
- Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a signé un accord avec Duke Street portant sur la cession de sa filiale Sun Engineering (cf. communiqués de presse de Dalkia du 14 novembre 2022 et du 1 février 2023, voir note 3.1).

• **Opérations de financement** :

- EDF a conclu des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 mars 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital d'un montant de plus de 3,150 milliards d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 avril 2022, voir note 14.1) ;
- Le groupe EDF a lancé une augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 mai 2022, voir notes 7 et 14.1) ;
- EDF et la Banque Européenne d'Investissement (BEI) ont annoncé la signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros au service de la transition énergétique du réseau de distribution électrique géré par Enedis (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- EDF a annoncé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior multi-tranches, dont une verte, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 octobre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- EDF et Crédit Agricole CIB ont signé un financement dédié à la maintenance du parc nucléaire français pour un montant de 1 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- EDF a conclu des financements bancaires supplémentaires pour 2,1 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
- EDF a annoncé une émission obligataire hybride pour un montant nominal de 1 milliard d'euros et son intention d'exercer son option de remboursement des obligations hybrides USD en circulation dont l'option de remboursement est en janvier 2023 (cf. communiqués de presse du Groupe du 30 novembre 2022 et 21 décembre 2022, voir notes 14.4 et 18.3.2.1) ;
- EDF a annoncé une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling (cf. communiqués de presse du Groupe du 19 janvier 2023).

• **Energies renouvelables** :

- EDF a remporté une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables du 1er mars 2022, voir note 12.3) ;
- EDF Renouvelables a mis en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 8 juin 2022, voir note 12.3) ;
- Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. a finalisé le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 septembre 2022, voir note 12.3) ;
- Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire (cf. communiqués de presse d'EDF Renouvelables du 13 avril , 22 septembre et 23 novembre 2022, voir note 12.3).

• **Projet d'opération sur le capital du Groupe** :

- Suspension de la cotation des titres de capital (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 juillet 2022) ;
- Constitution d'un Comité *ad hoc* (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 juillet 2022) ;
- Désignation d'un expert indépendant (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 juillet 2022) ;
- Le Conseil d'administration d'EDF rend un avis motivé favorable sur le projet d'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 octobre 2022) ;
- Ouverture de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022) ;
- Décision du Tribunal de commerce de Paris (cf. communiqués de presse du Groupe du 10 novembre 2022 et 19 décembre 2022) ;
- Point sur le calendrier de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 janvier 2023) ;
- Résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.1 et 22.2.1) ;
- OCEANE EDF à échéance 2024 : nouveau ratio de conversion / échange suite au résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.5 et 18.3.2.2).

• **Autres faits marquants du Groupe** :

- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
- Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17) ;
- Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5 et 17.2) ;
- Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (cf. communiqués de presse du Groupe du 9 août 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1) ;
- Décision du Conseil d'État sur le recours relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH (cf. communiqués de presse du Groupe du 5 février 2023, voir note 5.1.1).

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2021** étaient les suivants :

6

• **Développements dans le nucléaire** :

- EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir note 7) ;
- Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021) ;
- Révision de la durée de vie des réacteurs avancés refroidis au gaz (*Advanced Gas-cooled Reactor* - AGR) (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

• **Plans de cession** :

- Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1.2) ;
- Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1.2) ;
- Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (cf. communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1.2) ;
- EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1.2) ;

› EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1.2) ;

› Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (cf. communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1.2) ;

› EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

- **Energies renouvelables**

› Edison a finalisé l'acquisition de E2i (cf. communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir note 3.1.2).

- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF a arrêté le projet Ecocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

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 influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (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 JERA Global Markets, codétenue 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 1er 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 1er janvier 2010, date de la 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.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Evolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022. L'acquisition n'a pas d'impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- la cession des activités de détail d'EDF Trading North America à bp : le 12 septembre 2022, EDF Trading Limited a conclu un accord ferme avec bp pour vendre 100 % d'EDF Energy Services LLC (EDFES). Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et ses activités de négoce en gros en Amérique du Nord ne sont pas affectées par l'accord. Suite à la satisfaction de toutes les conditions préalables nécessaires, EDF Trading Limited a annoncé le 30 novembre 2022 la finalisation de la vente à bp. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a signé d'autres accords engageants qui n'ont pas été finalisés en 2022 et qui impacteront le périmètre en 2023 :

- la cession par Edison de la participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie ;
- l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ;
- la cession de Suir Engineering par Imtech réalisée le 1er février 2023 ;
- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas réalisée le 25 janvier 2023.

Cession de la participation dans North Reggane par Edison

Le 4 mai 2022, Edison a annoncé la signature d'un accord pour la vente de sa participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie, complétant ainsi la cession de toutes les activités d'exploration et de production (E&P) suite à la réorientation stratégique de la société vers ses activités de transition énergétique. En vertu de cet accord, Edison cèdera sa participation de 11,25 % dans le champ gazier *onshore* de Reggane-Nord à Wintershall Dea Algeria Gmbh.

Le 29 juin 2022, Edison a annoncé signer un avenant au contrat de cession après l'exercice par Repsol de son droit de préemption, conformément au *Joint Operation Agreement* correspondant. Le contrat signé le 4 mai 2022 a été modifié en conséquence pour refléter la cession de la participation d'Edison entre Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %).

L'accord est basé sur une valeur pour la participation d'Edison dans Reggane-Nord d'environ 100 millions de dollars.

La finalisation de la transaction de vente est jugée hautement probable, bien qu'elle soit encore soumise à certaines approbations. En conséquence, les actifs et passifs correspondants ont été classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022 (voir note 3.2).

L'acquisition de l'activité nucléaire de GE Steam Power

Le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor).

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022[1].

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après levée des conditions suspensives habituelles y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession de Suir Engineering par Imtech

Le Groupe Imtech, détenu conjointement par Dalkia et EDF Energy, a annoncé avoir signé le 14 novembre 2022 avec le fonds d'investissement privé britannique Duke Street, un accord engageant relatif à la cession de 100 % du capital de sa filiale irlandaise Suir Engineering Ltd.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, Imtech a annoncé le 1er février 2023 la finalisation de la cession de Suir Engineering Ltd. au fonds d'investissement Duke Street.

Cette transaction aura un impact sur l'endettement financier du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023.

La cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas

Le 27 septembre 2022, EDF a annoncé avoir conclu un accord pour vendre sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas. EDF détient et exploite 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem. EDF a signé le 27 septembre 2022 un accord avec EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, pour la vente de la centrale.

Après obtention des autorisations réglementaires requises, le Groupe a annoncé le 25 janvier 2023 la finalisation de la cession de sa participation dans la centrale de Sloe à EPH.

Cette transaction a un impact de 0,2 milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement liée à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet) et aura un impact non significatif sur l'endettement financier du Groupe en 2023.

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021) :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

6

(1) Voir le communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022 « EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

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.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**150**	**69**
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**37**	**30**

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non financiers non courants[1]	62	-
Actifs financiers non courants	-	-
Actifs non financiers courants[2]	88	69
Actifs financiers courants	-	-
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**150**	**69**

[1]Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles.

[2]Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Passifs non financiers non courants[1]	-	-
Passifs financiers non courants	-	-
Passifs non financiers courants	37	30
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**37**	**30**

[1]Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- A l'actif :
  - le complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie),
  - la cession en cours des actifs E&P Algérie d'Edison ;
- Au passif, le montant correspond principalement à la cession en cours d'E&P Algérie d'Edison.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022

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 paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cydife		100,00	100,00	A
IZI Confort (ex CHAM SAS)		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	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 régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Framatome				
Framatome	France	75,50	75,50	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	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
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao[1]	Chine	65,00	n.c.	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

n.c. = non consolidé.

[1] L'entité Lingbao est consolidée par intégration globale depuis 2022.

6

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	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[1]	France	n.c.	100,00	A
Citégestion[1]	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	92,46	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.

n.c. = non consolidé

[1] A la suite de la cession de ses filiales à d'autres entités du Groupe (Dalkia, Edison, Luminus) ou à l'extérieur du Groupe (pour des montants non significatifs) la holding Citelum n'a plus lieu d'être consolidée. Seule l'entité Citégestion reste consolidée en intégration globale.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)[1]	France	50,10	50,10	A
Elsandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	-	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	-	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	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	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	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.
[1] La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

6

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 31/12/2022	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2022
Edison SpA	97,17	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 inter secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (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.

4.1.1 Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[1]	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	46 787	17 888	2 099	16 085	29 278	5 369	1 404	5 825	18 741	-	143 476
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 899	194	2 023	13	24	290	754	838	983	(7 018)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 686**	**18 082**	**4 122**	**16 098**	**29 302**	**5 659**	**2 158**	**6 663**	**19 724**	**(7 018)**	**143 476**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**(23 144)**	**6 723**	**589**	**1 325**	**1 115**	**336**	**909**	**333**	**7 089**	**(261)**	**(4 986)**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**(28 739)**	**3 142**	**271**	**(1 166)**	**481**	**(40)**	**179**	**120**	**6 650**	**(261)**	**(19 363)**
Bilan :											
Goodwill	132	223	1 448	6 541	148	49	187	643	142	-	9 513
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 310	69 070	2 894	26 676	5 876	2 276	11 595	2 347	483	-	182 527
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises[2]	3 421	-	84	180	234	1 965	2 519	63	955	-	9 421
Actifs financiers et trésorerie[3]	57 926	450	402	15 202	1 209	879	2 583	293	38 549	-	117 493
Autres actifs sectoriels[3]	32 997	5 402	2 156	6 072	5 501	1 415	1 127	3 311	11 047	-	69 028
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
TOTAL ACTIF	**155 787**	**75 145**	**6 984**	**54 671**	**13 118**	**6 584**	**18 011**	**6 657**	**51 176**	**-**	**388 132**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 552)	(3 560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11 079)
Pertes de valeur	(4)	(54)	(1)	(1 447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1 762)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	48	63	9 347	479	558	916	225	519	-	12 272
Investissements corporels et incorporels	5 745	4 739	283	4 541	560	306	1 806	319	25	-	18 324
Emprunts et dettes financières	103 476	5 270	326	7 945	1 733	16 442	9 694	2 467	5 251	(56 551)	96 053
- dont dettes externes	*89 547*	*797*	*267*	*309*	*902*	*157*	*3 593*	*347*	*134*	-	*96 053*
- dont dettes intersecteurs[5]	*13 929*	*4 473*	*59*	*7 636*	*831*	*16 285*	*6 101*	*2 120*	*5 117*	*(56 551)*	-

[1] *Au 31 décembre 2022, 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 27 369 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 14 000 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 29 861 millions d'euros (en « Autres métiers »).*
[3] *Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.*
[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 7 038 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 »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).*

4.1.2 Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[1]	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**33 182**	**17 564**	**3 362**	**10 114**	**11 212**	**3 353**	**1 767**	**5 196**	**3 905**	**(5 194)**	**84 461**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 394**	**5 992**	**584**	**(21)**	**1 046**	**267**	**815**	**378**	**1 824**	**(274)**	**18 005**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 394**	**2 610**	**265**	**(2 016)**	**608**	**(475)**	**241**	**217**	**1 655**	**(274)**	**5 225**
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises[2]	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie[3]	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels[3]	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	**142 507**	**72 120**	**6 644**	**56 879**	**13 524**	**6 163**	**15 434**	**5 874**	**41 821**	**-**	**360 966**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
- dont dettes externes	*63 378*	*820*	*237*	*201*	*988*	*112*	*3 165*	*303*	*202*	*-*	*69 406*
- dont dettes intersecteurs[5]	*7 836*	*2 566*	*67*	*5 216*	*914*	*13 649*	*4 348*	*1 840*	*3 065*	*(39 501)*	*-*

[1] Au 31 décembre 2021, 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 31 013 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 millions d'euros (en « Autres métiers »).
[3] Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.
[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 1 518 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 »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

6

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
2022 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France[2]	47 087	17 077	511	64 675
- dont International et autres métiers	69 086	-	9 715	78 801
CHIFFRE D'AFFAIRES	**116 173**	**17 077**	**10 226**	**143 476**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres[1]	Total
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France[2]	31 678	16 960	377	49 015
- dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	**58 970**	**16 960**	**8 531**	**84 461**

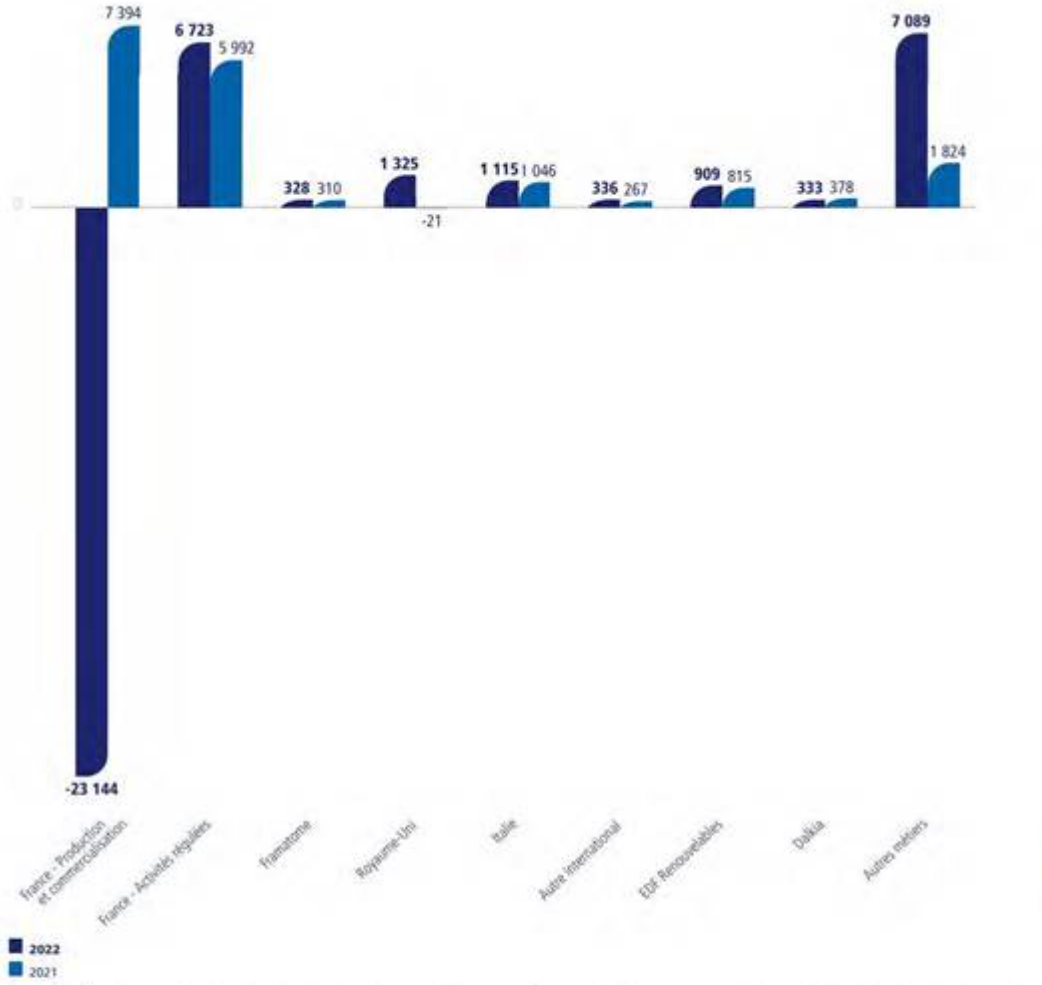
[1] *Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome et Dalkia.*
[2] *La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).*

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Chiffre d'affaires	*5.1*	**143 476**	**84 461**
Achats de combustible et d'énergie	*5.2*	**(121 010)**	**(44 299)**
Services extérieurs		(15 353)	(14 145)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 284)	(3 698)
Production stockée et immobilisée		9 949	8 987
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		268	261
Autres consommations externes[1]		**(9 420)**	**(8 595)**
Charges de personnel	*5.3*	**(15 236)**	**(14 494)**
Impôts et taxes	*5.4*	**(3 163)**	**(3 330)**
Autres produits et charges opérationnels	*5.5*	**367**	**4 262**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(4 986)**	**18 005**

[1] *Les autres consommations externes augmentent de 9,6% par rapport à 2021. Retraitées des effets de change et périmètre, elles augmentent de 8,4 % par rapport à 2021.*

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en forte baisse organique de 128 % soit (23 082) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (30 534) millions d'euros), Autres métiers (+5 215 millions d'euros), Royaume-Uni (+1 428 millions d'euros), et France – Activités régulées (+731 millions d'euros).

L'excédent brut d'exploitation négatif à hauteur de (23 144) millions d'euros du secteur **France – Activités de production** et commercialisation (en recul de 30 534 millions d'euros) s'explique par les achats d'électricité à prix de marché très élevés rendus nécessaires par le recul de la production nucléaire (-81,7 TWh), essentiellement en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, pour un impact estimé à (29) milliards d'euros. L'EBE est également pénalisé par la baisse de la production hydraulique, pour environ (2,5) milliards d'euros. Enfin la hausse des prix de marché n'a pu être répercutée aux clients que de façon limitée du fait des mesures régulatoires exceptionnelles adoptées par le gouvernement limitant la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022 (bouclier tarifaire et ARENH +, voir note 5.1).

Concernant les **Autres métiers**, la hausse de l'excédent brut d'exploitation de 5 215 millions d'euros s'explique principalement par la forte croissance de l'EBE d'EDF Trading en augmentation de 5 168 millions d'euros, compte tenu de la forte performance des activités dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités et dans les différentes géographies.

Au **Royaume-Uni**, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 428 millions d'euros s'explique principalement par la hausse de la production nucléaire (+5 %). L'activité de commercialisation est impactée négativement par la répercussion partielle de hausse des prix aux clients particuliers, malgré des augmentations importantes du tarif plafonné. Enfin, les charges opérationnelles sont en baisse en raison principalement de la fermeture des centrales de Dungeness B, Hinkley Point B et Hunterston B.

L'excédent brut d'exploitation du secteur **France – Activités régulées** est en croissance de 731 millions d'euros, principalement sous l'effet de la rétrocession accordée par RTE au titre des recettes d'interconnexions suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 pour un montant estimé à 1 723 millions d'euros, et par un effet prix défavorable sur les achats de pertes en lien avec l'évolution des prix de marché, pour un montant estimé à 1 milliard d'euros.

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 CO_2, 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.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue 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 garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er 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).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars ; 42,5 €/kW en avril ; 41,9 €/kW en juin ; 41,9 €/kW en septembre ; 45,0 €/kW en octobre et 60,0 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

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 est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de 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 : 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 (rééquilibrage 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'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de Certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : le mécanisme, 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 du système électrique « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer, des enchères complémentaires sont organisées un an avant la livraison. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

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 gouvernement a apporté, au fil du temps, plusieurs changements au fonctionnement détaillé du marché de capacité dans le but de s'assurer qu'il continue d'atteindre son objectif de manière efficace. Cependant, les grands principes du mécanisme sont restés inchangés.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin d'améliorer l'assurance de livraison et de soutenir l'alignement sur l'objectif net zéro et son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035, sous réserve de la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait également envisager d'autres modifications dans le cadre de l'examen des accords sur le marché de l'électricité (REMA). Les principales mesures actuellement à l'étude comprennent le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en modifiant les exigences relatives à la démonstration de l'atteinte des performances et en augmentant les sanctions en cas de non-livraison en période de tension du système ; et l'alignement du marché de capacité sur l'objectif net zéro en introduisant des limites d'émission beaucoup plus strictes à partir d'octobre 2034 pour les nouvelles centrales.

Comme pour les modifications précédentes du marché de capacité, la modification des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribué, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité à l'égard des accords de capacité existants.

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 33 k€/MW pour les capacités existantes. En février 2022, une nouvelle enchère pour 2024 a eu lieu, la capacité offerte par Edison de 2,3 GW a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

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.

6

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE - Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) 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 TRVE 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.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la 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 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des tarifs réglementés de vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1€/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant, par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie, les TRVE et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1er avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillé ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n°2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1er février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels qui serait applicable à compter du 1er août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1er août 2022. En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1er août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

L'article 181 de la loi de Finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit ainsi que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions motivées de la CRE et fixer, par

arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une créance à hauteur de 1 571 millions d'euros en 2022 (voir notes 5.5.1 et 13.5.4).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences à apurer du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiel et non résidentiel) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1er février 2023.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport 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, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n°2021-13 du 21 janvier 2021, portant la décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1er août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1er août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n°2022-317 du 1er décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

En outre, dans une autre délibération n°2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent versé au CRCP, au titre de l'année 2022, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution aura un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, qui bénéficieront d'un versement unique de RTE avant le 15 mars 2023. Enedis, en tant que principal utilisateur du réseau de RTE, bénéficiera de ce versement anticipé. Le Groupe a ainsi reconnu à ce titre un avoir à recevoir de RTE d'un montant de 1 723 millions d'euros (voir note 13.3.4).

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er 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 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 pour contester 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 close depuis le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce ayant constaté la péremption de l'instance.

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 réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 30 novembre 2022 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2022. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'élève à 1,6 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,41 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 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 réseau 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 fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n°2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour le Groupe :

- la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacité) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1er avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF a annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les quatre arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du Dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,2 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définis par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022 (voir note 2). La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du Dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n°2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose 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.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. 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 (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF, comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait 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, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient 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. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant (voir note 10.8).

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	129 831	77 432
- dont ventes d'énergie[1]	*109 281*	*56 866*
- dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement[2])	*20 550*	*20 566*
Autres ventes de biens et de services	6 607	5 511
Trading	7 038	1 518
CHIFFRE D'AFFAIRES	**143 476**	**84 461**

[1] En 2022, les ventes d'énergie incluent 12 229 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 623 millions d'euros en 2021. 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 2022, 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 Dalkia (électricité). En 2021, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité).

[2] Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau 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 2022 est en hausse de 69,4 % soit + 58,6 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne la majorité des segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et à généralement des effets neutres ou modérés en EBE, voire négatifs. Elle est portée en particulier par les secteurs : France – Activités de production et commercialisation (+15,2 milliards d'euros), Italie (+18 milliards d'euros), Autres métiers (+15,5 milliards d'euros), Royaume-Uni (+6,2 milliards d'euros), Autres international (+1,9 milliard d'euros) et Dalkia (+ 1,3 milliard d'euros). Le chiffre d'affaires des segments moins ou peu exposés aux effets prix de marché des énergies (EDF Renouvelables, Framatome) est en croissance par rapport à 2021.

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production** est en hausse organique de +15,2 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix évalués à + 7,2 milliards d'euros, toutefois limités par les mesures mises en place au titre du « bouclier tarifaire » et la rétrocession aux clients des effets du dispositif ARENH+. Les effets volumes (climat, effets portefeuille, moindres consommations notamment sur le dernier trimestre 2022) sont évalués à environ (1,2) milliard d'euros. Le chiffre d'affaires est également porté par l'impact de la revente de l'électricité issue des obligations d'achat pour +4 956 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat). Ce montant intègre également le chiffre d'affaires lié aux ventes d'ARENH complémentaire aux fournisseurs alternatifs pour +895 millions d'euros (effet négatif en EBE - voir notes 5 et 5.1.1). Enfin, cette progression est accentuée par la bonne performance des filiales d'agrégation, à hauteur de +2 404 millions d'euros (sans impact significatif sur l'EBE).

La hausse organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** pour + 18 milliards d'euros provient du segment Gaz à hauteur de 13,4 milliards d'euros, qui s'explique principalement par des effets prix favorables, et dans une moindre mesure par la hausse des volumes vendus et du segment Electricité pour 4,6 milliards d'euros, principalement lié à des effets prix.

La croissance organique du chiffre d'affaires des **Autres métiers** de + 15,5 milliards par rapport à 2021, provient essentiellement des activités gazières (+10 milliards d'euros) sous-tendue par la hausse des prix de marché de gros du gaz et celle des volumes vendus, et de la marge d'EDF Trading (+5,5 milliards d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées en Europe et aux États-Unis dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

La hausse organique du chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** pour + 6,2 milliards d'euros par rapport à 2021, s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie et à une production nucléaire en hausse de +1,9 TWh en lien avec une bonne disponibilité du parc et à un programme de maintenance moins chargé, malgré la fermeture de Hunterston B en janvier 2022 et de Hinkley Point B en août 2022. Les différentes mesures de soutien mises en place par le gouvernement britannique en BtC et en BtB à partir de septembre 2022 sont directement prises en charge par l'État auprès des clients finaux, et sont donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15.

La hausse organique du chiffre d'affaires du segment **Autre international** de + 1,9 milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du chiffre d'affaires en Belgique de 1,8 milliard d'euros (essentiellement Luminus). Cette évolution résulte d'effets prix en électricité et en gaz.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** en hausse organique de + 1,3 milliard d'euros, résulte principalement de la hausse des prix du gaz. Il bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

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)	2022	2021
Achats consommés de combustible – production d'énergie[1]	(34 509)	(14 973)
Achats d'énergie[1]	(81 943)	(21 417)
Charges de transport et d'acheminement	(6 142)	(8 088)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(6)	(10)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 590	189
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(121 010)**	**(44 299)**

[1]En 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 2 927 et 41 458 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 864 et 4 167 millions d'euros en 2021. En 2022, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2021, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement, et en proportion peu significative charbon et fioul), 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).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 76,6 milliards d'euros par rapport à 2021, principalement sur les secteurs France - Activité de production et commercialisation pour 42,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 17,7 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz présentés sur la ligne « Achats consommés de combustible - production d'énergie »), Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 9,8 milliards d'euros) et Royaume - Uni pour 5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité). En France, cette hausse s'explique principalement par les achats réalisés à prix élevés sur le marché, environ 30 milliards d'euros en variation, induits par la moindre production nucléaire (81,7 TWh), en particulier en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte ; elle intègre également les achats réalisés dans le cadre du dispositif spécifique d'ARENH complémentaire (5 milliards d'euros sur 2022, voir note 5.1.1).

Le montant des achats d'énergie réalisés dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France (inclus dans la ligne « Achats d'énergie ») est en légère diminution, portée par un effet volume de -8 %.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Rémunérations	(10 254)	(9 351)
Charges de sécurité sociale	(2 208)	(2 059)
Intéressement et participation	(333)	(319)
Autres contributions liées au personnel	(352)	(350)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(226)	(219)
Avantages à court terme	**(13 373)**	**(12 298)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 096)	(1 029)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(855)	(1 003)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 951)**	**(2 032)**
Autres avantages à long terme	121	(132)
Indemnités de fin de contrat	(33)	(32)
Autres charges de personnel	**88**	**(164)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(15 236)**	**(14 494)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +4,2 % par rapport à 2021.

L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en 2022 en lien avec le niveau d'inflation.

Les charges de personnel relatives aux régimes à prestations définies diminuent suite à la réforme des régimes chez EDF Energy (voir note 16).

Les charges de personnel relatives aux autres avantages long terme incluent l'effet favorable de l'augmentation du taux d'actualisation en France (voir note 16.1.3).

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2022	2021
Statut IEG	94 232	94 775
Autres	70 796	68 648
EFFECTIFS MOYENS	**165 028**	**163 423**

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 la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2022.

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	(310)	(301)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 623)	(1 672)
Autres impôts et taxes	(1 230)	(1 357)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 163)**	**(3 330)**

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 6,2 % par rapport au 31 décembre 2021, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

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.

Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergies pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du groupe EDF, sont notamment concernés nos activités en France, en Belgique et en Italie.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, 100 €/MWh pour l'éolien ou le solaire, entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation). Par ailleurs, la France a fait le choix de taxer les installations de production d'électricité fonctionnant au gaz (y compris les cogénérations). Pour ces dernières, le seuil varie entre 40 et 110 €/MWh auquel il convient d'ajouter le coût du combustible.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en France, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises des groupes Dalkia (14 millions d'euros) et EDF Renouvelables (3 7 millions d'euros) au titre respectivement de leur production sous forme de cogénération ou d'ENR en 2022.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (-81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Enfin, le groupe EDF est également soumis aux dispositions du règlement européen principalement en Belgique au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelables à hauteur de 49 millions d'euros au titre de 2022 avec un seuil de 130 €/MWh et une taxation à 100 %. En Italie le groupe Edison est principalement concerné par des mesures de suppléments d'impôts sur les bénéfices (voir note 9).

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2022	2021
Subventions d'exploitation	5.5.1	1 055	5 685
Résultat de déconsolidation	5.5.2	168	302
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(167)	(29)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants	5.5.3	(307)	124
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation [1]		(1 059)	(381)
Autres produits et charges	5.5.4	677	(1 439)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		**367**	**4 262**

[1] *Voir notes 15.1.1.1 et 17.2.*

5.5.1 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 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

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. Initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/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 cette taxe était 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 est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la Taxe soit 1€/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

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, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n°2022-202) en date du 13 juillet, la seconde (n°2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2022 les 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 192 millions d'euros (245 millions d'euros en 2021).

En 2021, ils intégraient également des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz en Italie) (voir note 3.1.2).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2022 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en Belgique (voir note 13.3).

5.5.4 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, les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2022 s'explique principalement par le déplafonnement des avoirs sur compléments de rémunération correspondant à l'impact de la loi de Finance Rectificative (article 38 de la loi de Finances Rectificative pour 2022 et arrêté du 28 décembre 2022 publié au Journal officiel du

31 décembre 2022) et à la hausse des prix spot ayant comme conséquence de générer pour les producteurs des primes négatives dont ils sont redevables.

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. A l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le 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.

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. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

A 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. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation suite à l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 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 des achats de certificats sur le marché secondaire.

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'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Mécanisme règlementaire en France

La 4e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5e période.

Le décret n°2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroit l'efficience du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5ème période CEE (1er semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5ème période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Ainsi, entre la 4ème période CEE (2018-2021) et la 5ème période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc versus 2 133 TWhc).

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)	2022	2021
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE *TRADING*	**(849)**	**(215)**

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (215) millions d'euros au 31 décembre 2021 à (849) millions d'euros au 31 décembre 2022, principalement en lien avec la forte volatilité des prix observés en 2022 sur les marchés des commodités (électricité et gaz).

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (687) millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils comprennent principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (638) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- le résultat de cession d'EDF Energy Services LLC (activité de commercialisation d'énergie d'EDF Trading North America, voir note 3.1) et de Dalkia Russie (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 en note 1.4.3), ainsi que des compensations versées à des partenaires pour un montant net de 68 millions d'euros ;
- la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros (voir note 14.1) ;
- des provisions en lien avec les procédures civiles, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5).

S'agissant de l'ORS, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. L'opération s'est traduite par une augmentation de capital pour le Groupe avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris, durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix. La charge correspondant à cette décote est comptabilisée en contrepartie des réserves Groupe au sein des « Autres variations ».

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprenaient principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 17.3.6).

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.

Note 8 Résultat financier

8.1 Cout de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Charges d'intérêts sur opérations de financement[1]	(1 940)	(1 494)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(31)	15
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	89	32
Résultat net de change sur endettement	152	(12)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 730)**	**(1 459)**

[1] *Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2022 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (77) millions d'euros ((75) millions d'euros en 2021).*

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont en hausse de 446 millions d'euros ; cette hausse s'explique dans des proportions équivalentes par un effet taux dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et par un effet volume du fait de l'augmentation de l'endettement financier net du Groupe.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation 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 ce produit / (charge) est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2022	2021
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme[1]	(663)	(498)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs[2]	770	(2 109)
Autres provisions et avances	67	(63)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**174**	**(2 670)**

[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 d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31 décembre 2022 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1er janvier 2023 (en France : +1,6 % contre -0,4 % au 1er janvier 2022).

Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel en France de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. Sur la France, l'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 15.1).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	95	38
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	311	312
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	345	673
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(3 272)	2 683
Autres charges financières	(433)	(217)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	75	120
Produits sur les actifs de couverture	419	319
Intérêts d'emprunts capitalisés	463	561
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(1 997)**	**4 489**

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2022 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 467 millions d'euros (605 millions d'euros en 2021) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (122) millions d'euros (dont (68) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 68 millions en 2021 (dont 41 millions d'euros en 2021 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2022, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour (3 272) millions d'euros dans un contexte de marchés baissiers dont (3 096) millions d'euros sur les actifs dédiés.

En 2021, les autres produits et charges financiers incluent des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros dans un contexte de marchés haussiers dont 2 739 millions d'euros sur les actifs dédiés.

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 scenarii 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, déterminée 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.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum. Ainsi, en décembre 2021, l'Organisation pour la Coopération et le Développement Economiques (OCDE) a publié un projet de réforme des règles fiscales internationales proposant notamment l'instauration d'une imposition minimale de 15% sur les bénéfices réalisés par les groupes multinationaux (dispositif dit « Pilier 2 »). A la date de publication des états financiers, aucune juridiction où le Groupe exerce ses activités n'a transposé ces dispositions dans sa législation nationale. Le Groupe suit de près l'avancement du processus législatif dans chaque juridiction où il exerce ses activités, afin d'être en mesure de mettre en œuvre le dispositif lorsqu'il sera adopté.

Sur la base de l'accord à date et des taux d'impôt actuellement en vigueur dans les pays d'implantation du Groupe et sous réserve du développement des activités futures du Groupe ou d'évolutions législatives dans les pays d'implantation d'ici l'entrée en vigueur du texte, le Groupe ne s'attend pas à des impacts significatifs de ce projet de réforme en matière d'imposition sur les bénéfices.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts courants	(1 894)	(2 016)
Impôts différés	5 820	616
TOTAL	**3 926**	**(1 400)**

En 2022, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (562) millions d'euros et des autres filiales pour (1 332) millions d'euros (respectivement (1 679) millions d'euros et (337) millions d'euros en 2021).

La hausse du produit d'impôt différé, 5 820 millions d'euros en 2022 contre 616 millions d'euros en 2021, s'explique principalement par les résultats déficitaires de l'exercice.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2022	2021
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**(22 916)**	**5 585**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	28,41 %
Charge théorique d'impôt	**5 917**	**(1 587)**
Différences de taux d'imposition[1]	145	(349)
Différences permanentes [2]	(336)	(160)
Impôts sans base[3]	(478)	727
Actifs d'impôts différés non reconnus[4]	(1 320)	(36)
Autres	(2)	5
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**3 926**	**(1 400)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**17,13 %**	**25,09 %**

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 % (contre (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %).

La variation de 5 326 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 28 501 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 7 359 millions d'euros.

Le produit d'impôt est affecté de l'effet défavorable en 2022 de certaines décisions intervenues sur les contentieux fiscaux (voir note 17.3.1), des taxes exceptionnelles sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité mises en place en Italie, des pertes de valeur constatées sur l'exercice et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Il intègre également l'effet défavorable de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs en France, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités et les contentieux fiscaux), le taux effectif d'impôt ressort à 18,0 % au 31 décembre 2022 contre un taux de 21,3 % au 31 décembre 2021.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2022 :
  - [1] l'impact favorable pour 145 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 %,
  - [2] les provisions et pertes de valeurs, pour (279) millions d'euros,
  - [3] l'impact défavorable des taxes exceptionnelles sur les profits en Italie, pour (317) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (346) millions d'euros, partiellement compensés par l'effet favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de TSDI, pour 156 millions d'euros,
  - [4] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (1 320) millions d'euros, dont (1 551) millions d'euros provenant du groupe fiscal en France (voir note 9.4), partiellement compensés par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 296 millions d'euros ;
- pour 2021 :
  - [1] l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
  - [3] les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
  - [4] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.

6

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts différés actifs	1 667	1 150
Impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(734)**	**(1 965)**
Variation en résultat net	5 820	616
Variation en capitaux propres	2 323	694
Écarts de conversion	79	(93)
Mouvements de périmètre	13	28
Autres mouvements	(338)	(14)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**7 163**	**(734)**
Dont impôts différés actifs	8 696	1 667
Dont impôts différés passifs	(1 533)	(2 401)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2022 est liée à hauteur de 558 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((510) millions d'euros sur l'exercice 2021) ainsi qu'à hauteur de 1 181 millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((1 223) millions d'euros sur l'exercice 2021).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 074)	(6 201)
Provisions pour avantages du personnel	3 927	4 706
Autres provisions et pertes de valeur	741	346
Instruments financiers	2 401	1 408
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	9 555	2 004
Autres	507	1 080
Impôts différés actifs et passifs	**11 057**	**3 343**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 894)	(4 077)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	**7 163**	**(734)**

Au 31 décembre 2022, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 894 millions d'euros (4 077 millions d'euros au 31 décembre 2021) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 952 millions d'euros (2 913 millions d'euros au 31 décembre 2021) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel et aux déficits générés en 2022. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 309 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 490 millions d'euros (730 millions d'euros en 2021) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2026 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017 et les moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après 2017).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 7 898 millions d'euros (1 140 millions d'euros en 2021) et se situent principalement en France pour 6 890 millions d'euros (51 millions d'euros en 2021), aux États-Unis pour 430 millions d'euros (286 millions d'euros en 2021) et au Royaume-Uni pour 306 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 6 812 millions d'euros (soit un IDA brut de 7 872 millions d'euros déprécié à hauteur de 1 060 millions d'euros) reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) de 30 426 milliards d'euros au 31 décembre 2022. Cette perte fiscale portée par EDF SA est principalement due à une production nucléaire exceptionnellement très faible (-81,7 TWh, soit - 23 % par rapport à 2021), en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, qui a conduit EDF à devoir acheter des volumes d'électricité très significatifs sur les marchés à des prix très élevés tout au long de l'année, et qui a pénalisé le résultat fiscal d'environ 29,1 milliards d'euros.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France et les règles d'imputation des déficits reportables à hauteur de 50 % des bénéfices suivants, il est estimé probable que l'impôt différé actif brut de 7 872 millions d'euros soit recouvré sur une durée supérieure à 10 ans, ce qui a conduit à enregistrer une dépréciation à hauteur de 1 060 millions d'euros. Ces projections tiennent compte du Budget 2023 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration, et de la trajectoire financière interne au Groupe, en intégrant une prudence sur les années éloignées de la trajectoire. En effet, les résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France sur les dix prochaines années sont, au premier ordre, sensibles aux hypothèses retenues en termes de volume de production nucléaire, de prix de marché et de régulation. L'hypothèse retenue est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix postérieurement à 2025 date de fin du dispositif ARENH, en l'absence de visibilité à ce jour sur une possible future régulation. La durée de recouvrabilité de l'impôt différé actif dépendra en particulier *in fine* du niveau retenu d'une future régulation du nucléaire existant, le cas échéant.

Aux États-Unis et au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 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	31/12/2022	dont immobilisations en cours[1]	31/12/2021	dont immobilisations en cours[1]
Goodwill	10.1	9 513	n.a	10 945	n.a
Autres actifs incorporels	10.2	10 619	2 110	10 221	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	101 126	49 700	98 237	45 220
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 051	n.a	4 146	n.a
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 816	668	6 881	621
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**128 074**	**52 478**	**126 284**	**47 634**

n.a : non applicable

[1] *Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*

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.

Evaluation 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 2022, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 6 541 millions d'euros (nets de la perte de valeur comptabilisée en 2022) ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 448 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2022 et 2021 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 945**	**10 265**
Acquisitions	154	143
Cessions	(2)	(1)
Pertes de valeur (note 10.8)	(1 178)	-
Écarts de conversion	(379)	537
Autres mouvements	(27)	1
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	**9 513**	**10 945**
Valeur brute à la clôture	11 650	11 715
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(2 137)	(770)

En 2022, les variations observées sont liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (379) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 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 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 ;
- 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 chaudièriste nucléaire, 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. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1er janvier 2021.

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 « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre 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).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission 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. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

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), 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 la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Logiciels	6 787	965	(96)	(54)	(14)	17	7 605
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	900	2 457	(2 350)	(20)	-	(8)	979
Autres immobilisations incorporelles	8 152	436	(110)	(24)	(25)	(35)	8 394
Immobilisations incorporelles en cours[1]	1 793	319	(8)	(1)	-	7	2 110
Valeurs brutes	**18 136**	**4 177**	**(2 564)**	**(99)**	**(39)**	**(19)**	**19 592**
Logiciels	(4 282)	(839)	96	47	9	1	(4 968)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(241)	(25)	-	-	-	-	(266)
Autres immobilisations incorporelles	(3 392)	(555)	105	19	52	32	(3 739)
Amortissements et pertes de valeur	**(7 915)**	**(1 419)**	**201**	**66**	**61**	**33**	**(8 973)**
VALEURS NETTES	10 221	2 758	(2 363)	(33)	22	14	10 619

[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.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2022 :

- 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 130 millions d'euros et 1 433 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de (65) millions d'euros a été enregistrée en 2022 (reprise de 59 millions d'euros en 2021).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 473 millions d'euros en 2022 (487 millions d'euros en 2021).

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

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 cœurs (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 et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[1]	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	14 217	397	(97)	(38)	-	(25)	14 454
Installations production nucléaire	79 536	3 309	(2 805)	(546)	-	65	79 559
Installations productions thermique et hydraulique	17 365	542	(133)	(102)	28	5	17 705
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	22 637	2 798	(422)	58	(562)	36	24 545
Actif au titre du droit d'utilisation[3]	6 204	353	-	(13)	(32)	98	6 610
Immobilisations en cours[4]	45 368	5 761	(40)	(1 141)	(13)	(48)	49 887
Valeurs brutes	**185 327**	**13 160**	**(3 497)**	**(1 782)**	**(579)**	**131**	**192 760**
Terrains et constructions	(8 330)	(483)	84	23	1	23	(8 682)
Installations production nucléaire	(53 655)	(3 056)	2 707	352	-	(1 729)	(55 381)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 540)	(639)	131	105	36	(15)	(12 922)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(10 358)	(2 011)	426	19	38	(17)	(11 903)
Actif au titre du droit d'utilisation[3]	(2 059)	(724)	-	4	16	204	(2 559)
Immobilisations en cours[4]	(148)	(93)	-	(3)	1	56	(187)
Amortissements et pertes de valeur	**(87 090)**	**(7 006)**	**3 348**	**500**	**92**	**(1 478)**	**(91 634)**
VALEURS NETTES	**98 237**	**6 154**	**(149)**	**(1 282)**	**(487)**	**(1 347)**	**101 126**

[1] Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables ((574) millions d'euros) et Edison (70 millions d'euros).
[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 (1 950) millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour (188) 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.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 282) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (1 427) millions d'euros.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe 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 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations[1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	5 152	250	-	(33)	133	5 502
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 052	103	-	1	(48)	1 108
Valeurs brutes	**6 204**	**353**	**-**	**(32)**	**85**	**6 610**
Terrains et constructions	(1 529)	(562)	-	14	135	(1 942)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(529)	(163)	-	1	74	(617)
Amortissements et pertes de valeur	**(2 058)**	**(725)**	**-**	**15**	**209**	**(2 559)**
VALEURS NETTES	**4 146**	**(372)**	**-**	**(17)**	**294**	**4 051**

[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.*

6

10.4.2 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)	2022	2021
Revenus en provenance des sous-locations	7	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(53)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(108)	(70)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(154)**	**(67)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(725)	(723)
Résultat d'exploitation	**(879)**	**(790)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(77)	(75)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(956)**	**(865)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2022	2021
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(776)	(801)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 702 millions d'euros en 2022 (729 millions d'euros en 2021).

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 28 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'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• 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.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Terrains et constructions	1 641	11	(4)	1	-	1 649
Installations productions thermique et hydraulique	11 934	295	(32)	(70)	26	12 153
Autres	680	34	(23)	(7)	2	686
Immobilisations en cours[1]	639	45	(8)	(1)	10	685
Valeurs brutes	**14 894**	**385**	**(67)**	**(77)**	**38**	**15 173**
Terrains et constructions	(997)	(34)	4	-	1	(1 026)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 505)	(343)	29	27	(24)	(6 816)
Autres	(492)	(31)	21	-	4	(498)
Immobilisations en cours[1]	(19)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	**(8 013)**	**(408)**	**54**	**27**	**(17)**	**(8 357)**
VALEURS NETTES	**6 881**	**(23)**	**(13)**	**(50)**	**21**	**6 816**

[1] *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 2022 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)	2022	2021
Autres actifs incorporels en cours	2 110	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	49 700	45 220
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	668	621
IMMOBILISATIONS EN COURS	**52 478**	**47 634**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2022 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 1 055 millions d'euros (761 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 142 millions d'euros.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et qui a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait 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.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), la pré-identification de certains sites potentiels d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100% par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 13.5.4) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2022, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 245 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 014 millions d'euros au 31 décembre 2021, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 15 472 millions d'euros, comprenant également un montant de 221 millions d'euros[1] en immobilisations mises en service, dont 24 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

  Ce montant immobilisé de 15 472 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 629 millions d'euros,
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 854 millions d'euros,
  - et tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 381 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 2022 de 10 495 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 13,2 milliards d'euros, exprimé en $euros_{2015}$.

  Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'$euros_{2015}$, hors intérêts intercalaires.

  Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 638 millions d'euros en 2022 contre 573 millions en 2021 (voir note 7).

  Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation ;

- les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 21 647 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 110 millions d'euros (18 542 millions d'euros au 31 décembre 2021 incluant des intérêts intercalaires pour 835 millions d'euros) et diminués d'une perte de valeur de 551 millions d'euros (voir note 10.8). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2022 de 3 890 millions d'euros (3 635 millions d'euros en 2021) ;
- les études relatives à Sizewell C pour 808 millions d'euros (533 millions d'euros en 2021).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 12 050 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 75 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 13 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 4 480 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2022 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1 300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1 300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1 300 MW.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

(1) Soit 341 millions d'euros en valeur brute diminuée de 120 millions d'euros d'amortissements.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P'4.

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023 :

- concernant les réacteurs du palier N4 : Les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1 ;
- concernant les réacteurs du palier 1300-P'4 actuellement à l'arrêt : Les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA, pour l'ensemble des réacteurs 1300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire (voir communiqués de presse du 13 janvier ; du 7 février ; du 19 mai mentionnés en note 2). Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275 - 285 TWh. La production nucléaire définitive s'est établie à 279 TWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du premier semestre et l'intégralité du 1er coeur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots téléopérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3ème lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et a constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et nettoyage de la cuve réacteur et essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire. La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022. L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1er trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du premier semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées). Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. A la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1er trimestre 2023.

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1er trimestre 2024[1]. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros[2].

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD)[3] de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes dans sa phase de préexploitation :

- le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville ;
- les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

Hinkley Point C

A la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Le Contract for Difference signé le 29 septembre 2016 visera à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. A partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £2012/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C a été finalisée en mai 2022[4], et a abouti aux conclusions suivantes (voir également note 10.8) :

- le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités est évalué à 15 mois, en supposant l'absence de nouvelle vague pandémique et d'effet additionnel de la guerre en Ukraine[5] ;
- le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling 2015[6].

En 2022, au-delà de l'avancement physique des différents chantiers du projet, il est important de noter qu'au quatrième trimestre 2022, l'ONR a approuvé la fin de la fabrication et le transport de la cuve du réacteur depuis le site de Saint-Marcel de Framatome. Une autorisation de l'ONR sera nécessaire ultérieurement pour installer la cuve. Un prochain jalon significatif prévu en 2023 est la pose du dôme sur l'unité 1.

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. Ces dispositions font partie d'un accord signé entre EDF Energy et CGN en septembre 2016 et sont confidentielles ;
- étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*volontary equity*) à un horizon estimé au deuxième semestre 2023. CGN ne s'est pas prononcé, à ce stade, sur une allocation de fonds propres volontaires dans le projet HPC après avoir atteint son plafond contractuel. Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres volontaires, le groupe EDF serait amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part « *committed equity* », sur la base du coût à terminaison estimé à date.

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3,26 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC.

Les principaux développements intervenus en 2022 sont les suivants :

- Une nouvelle loi (*Nuclear Energy (Financing) Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (RAB) pour financer de futurs projets nucléaires. Les échanges se poursuivent entre le Groupe et le gouvernement britannique pour finaliser les termes du *Government Support Package* pour le projet.
- En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Order*) donnant ainsi son feu vert au lancement de la construction de la centrale. Un recours judiciaire a été lancé et est en cours. Une audience est prévue en mars 2023.
- En juillet 2022, l'ONR a conclu que la demande de licence de site nucléaire relative à Sizewell C répondait à presque tous les critères définis dans les instructions réglementaires, avec un nombre limité de mesures restantes à prendre. La licence de site nucléaire devrait être formellement accordée à la date de la décision finale d'investissement.

En ce qui concerne le financement du projet :

- en janvier 2022, le gouvernement britannique a investi indirectement 100 millions de livres sterling de fonds publics dans le développement du projet Sizewell C, sous la forme d'un versement à EDF, en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet ;

(1) Voir communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022.
(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(3) Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.
(4) La revue a pris en compte les principaux aspects du projet. Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus.
(5) Au total, le projet a été retardé de 18 mois depuis le début de la construction en 2016, principalement à cause du Covid-19.
(6) Coûts nets des plans d'action opérationnels en livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.

- le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour accompagner son développement. A fin décembre 2022, le gouvernement britannique détient 32 % du projet et EDF les 68 % restants. Le gouvernement britannique apportera des capitaux au cours de l'année 2023 jusqu'à atteindre une parité de financement à 50 % avec EDF d'ici la FID ;
- l'investissement du gouvernement britannique a également conduit à la sortie de China General Nuclear (CGN) du projet Sizewell C. CGN détenait une participation de 16 % dans le projet au 28 novembre 2022.

A la date de la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*), EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, en réduisant sa participation au projet à 19,99 % au plus, avec les droits limités correspondants, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe. La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend toujours de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

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'euros)	2022	2021
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 720)	(1 645)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 923)	(16 102)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	319	141
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(18 324)**	**(17 606)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2022 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 745 millions d'euros, avec en premier lieu (75%) les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 376 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 739 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 541 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C, dont les travaux d'aménagement mécanique, électrique et calorifique (MEH) sur le dôme ainsi que la fabrication de la cuve du réacteur de la tranche 1 sont terminés. L'avancement des travaux de génie civil est d'environ 50 % ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 806 millions d'euros avec une légère baisse des capacités mises en construction, en éolien et en solaire principalement en Amérique du Nord.

10.8 Pertes de valeur / reprises

Principes et méthodes comptables

A chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été 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 normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, 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, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le

6

次へ

Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, 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). Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France ;

- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, 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 des parts 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.

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*	2022	2021
Pertes de valeur sur goodwill	*10.1*	(1 178)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*10.2*	(65)	59
Pertes de valeur sur actifs corporels	*10.3-10.5*	(519)	(712)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(1 762)**	**(653)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2021 s'élevaient à (653) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires avec la fermeture de Dungeness pour (445) millions d'euros et la dépréciation de terrains pour (260) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables principalement en France pour (54) millions d'euros ;
- des reprises sur les actifs hydrauliques pour + 60 millions d'euros et des actifs éoliens pour + 90 millions d'euros détenus par Edison en Italie ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (44) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2022 s'élèvent à (1 762) 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 au 31 décembre 2022, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (1 178) millions d'euros au 31 décembre 2022.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) [1]	Goodwill	6 541	6,7 %	-	(1 176)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	148	7,1 %	1,5 %	(2)
	Marque Edison	945			
Framatome	Goodwill	1 448	7 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151		1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	643	5,2 %	1,9 %	-
	Marque Dalkia	130		1,9 %	-
Autres pertes de valeur		-	-	-	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					**(1 178)**

[1] Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy et notamment celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé sur 35 ans.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en exploitation	Scénarios de prix plus élevés	6,7 % à 6,9 %	400
	Autres actifs	Moindres perspectives de valorisation des terrains		(120)
	Actifs nucléaires en construction	Mise à jour du calendrier et des coûts du projet ; forte hausse du taux d'actualisation		(551)
Italie (Edison)	Différents actifs des Services Energétiques	Dépenses d'investissement en hausse ou débouchés de ventes en baisse sur certains contrats	7,1 %	(66)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens	USA, Texas : Congestion des réseaux de transmission. Mexique : Annulation de PPA	6,2 %	(101)
	Différentes UGT			(28)
Autre International - Chine	Actif biomasse	Difficultés de production et d'obtention de subventions d'exploitation	7,4 %	(57)
Autres pertes de valeur				(61)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(584)**

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2022, 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 pour les goodwill et actifs incorporels.

Une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de hausse et de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation). Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'une attention particulière, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin décembre y compris couvertures, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2021 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique fondée sur des 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 et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'accord de Paris à la maille mondiale, *le Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2022 présentent un début d'horizon en hausse, impacté par les effets de la crise énergétique actuelle, mais à plus long terme ces effets se dissipent et les prix de l'électricité sont plus proches de ceux du scénario 2021.

Ainsi, par rapport au scénario 2021, le niveau des prix en début d'horizon est en nette augmentation avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ + 10 à + 25 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). A partir de 2030 et sur un horizon long terme, les prix de l'électricité restent sur des niveaux stables par rapport au scénario 2021.

Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- l'invasion de l'Ukraine par la Russie a eu un impact majeur sur les niveaux d'approvisionnement en gaz et a engendré des tensions importantes sur les marchés gaziers, ce qui a entrainé un réajustement à la hausse des prix du gaz en début d'horizon. A plus long-terme, l'Europe devrait réduire significativement sa dépendance au gaz russe (et compenser par du GNL) et les trajectoires de prix du gaz sont relativement proches de celles de 2021 sur le long terme ;
- pour intégrer les ambitions européennes en termes de décarbonation et réduction d'émissions de gaz à effet de serre, les prix des quotas de CO_2 ont une trajectoire haussière et sont supérieurs à ceux de 2021 sur l'horizon 2027-2035. En début d'horizon, l'impact des prix du CO_2 sur les niveaux des prix de l'électricité est de second ordre comparé à l'impact haussier significatif des prix du gaz ;
- sur la fin d'horizon, la hausse du prix du CO_2 se combine au développement accéléré des moyens de production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergie renouvelable) pour aboutir à des prix de l'électricité relativement stables par rapport aux projections des scénarios 2021.

Concernant le niveau de la demande, elle est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet RepowerEU qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entrainé à la hausse le besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire est vue en baisse par rapport au scénario 2021. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2022, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés *Energy Only* augmente la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande) et fait baisser mécaniquement le besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacités sont également globalement inférieurs à ceux du scénario 2021. Pour le cas de la France, cette tendance, s'explique par l'augmentation des capacités de production, qui reflète les orientations stratégiques visées par le discours de Belfort (construction de nouveaux EPR, prolongement de la durée de vie de la flotte existante, accélération du développement des énergies renouvelables aux côtés de la réduction de la demande en énergie finale) qui permettent à la France d'avoir plus de marge sur le moyen et long terme.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests de dépréciation sont en forte hausse par rapport au 31 décembre 2021 pour l'ensemble des pays dans lesquels le Groupe est présent, avec des augmentations de 100 à 130 points de base dans le G4 (France, Grande-Bretagne, Italie, Belgique). Cette augmentation est tirée par celle des taux sans risque.

Les résultats des tests ont également fait l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'augmentation des CMPC est au premier ordre le facteur ayant conduit à enregistrer au 31 décembre 2022 une dépréciation du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1 176 millions d'euros.

Royaume-Uni - EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 33 217 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2022, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni.

Segment Commercialisation

Au cours de l'année 2022, le segment Commercialisation a été affecté par la crise du marché de l'énergie au Royaume-Uni, n'ayant pu intégralement répercuter aux consommateurs l'augmentation de ses coûts de sourcing, même si le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel a été successivement augmenté de 54 % en avril puis de 80 % en octobre. La crise des prix de l'énergie a finalement conduit le BEIS (le ministère des Affaires, de l'Energie et de la Stratégie Industrielle) à lancer la garantie des prix de l'énergie (*Energy Price Guarantee*) : celle-ci protège les consommateurs de l'impact total de la hausse des tarifs unitaires, le gouvernement prenant en charge le coût au-delà d'un montant seuil (actuellement fixé à 2 500 £ mais qui passera à 3 000 £ pour la période 1er avril 2023 - 1er avril 2024). Il existe un mécanisme similaire pour les consommateurs BtoB (*Energy Bill Relief Scheme*), mais celui-ci prend en compte les tarifs plus complexes associés à ce marché, et il est supposé prendre fin le 31 mars 2023. Les consommateurs résidentiels ont également bénéficié d'autres aides financières accrues de la part du gouvernement, dont notamment le programme d'aide aux factures d'énergie (*Energy Bills Support Scheme*), dans le cadre duquel des remises de 400 £ ont été accordées par le gouvernement aux consommateurs pour les aider à régler leurs factures. Les mesures de soutien mises en place, dont le coût est principalement pris en charge par le budget de l'État, ont ainsi eu des effets limités sur la profitabilité du segment Commercialisation. Les parts de marché se maintiennent avec un taux de *churn* plus faible en 2022.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est plus élevée qu'en 2021 du fait d'une amélioration de l'EBITDA sur l'horizon PMT des activités BtoC notamment, en raison de l'effet de rattrapage lié à la crise énergétique du fait de la mise à jour des prix SVT utilisés pour fixer le prix des contrats. Cet effet est atténué par la hausse du CMPC. A long terme, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de taux de marge à long terme importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, celle-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Cette année est intervenue la fermeture des tranches de Hunterston le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B, le 6 juillet 2022 (R4) et le 1er aout 2022 (R3), conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Au 31 décembre 2022, l'UGT intègre désormais la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 prenant en compte la décision en décembre 2021 d'avancer leurs dates de fin d'exploitation à mars 2028 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation reste fixée à mars 2024.

Les perspectives de prix de marché *forward* en hausse significative ainsi qu'au-delà de l'horizon moyen terme sont partiellement atténuées par la mise en place de la nouvelle taxe sur les producteurs d'électricité à faible émission de carbone décidée par le gouvernement britannique (appelée « Electricity Generator Levy ») de 45 % sur les revenus supérieurs à 75 £/MWh, de janvier 2023 à mars 2028, ainsi que par l'augmentation du CMPC. Les résultats du test confirment ainsi l'appréciation durable de la marge du test, en hausse par rapport à 2021. Cela a conduit à la reprise du solde de la dépréciation antérieurement comptabilisée en juin 2020 en lien avec les difficultés de production et la forte baisse des prix de marché, à hauteur de 400 millions d'euros. Par ailleurs, une dépréciation a été constatée sur des actifs isolés (terrains non opérationnels adjacents à des centrales nucléaires) à hauteur de 120 millions d'euros.

La valeur recouvrable des actifs nucléaires en exploitation est sensible aux hypothèses de prix. Ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling. Aucune de ces sensibilités prises individuellement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 7,7 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (soit 6,8 milliards de livres sterling y compris Podpoint). 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. 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 $£_{2012}$/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 et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD pendant 35 ans, puis des flux exposés aux prix de marché pour les 25 ans suivants. Le taux applicable au projet s'établit à 6,7 % au 31 décembre 2022, en augmentation de 100 points de base par rapport à 2021 où il s'établissait à 5,7 %. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur EDF Energy s'élève également à 6,7 % au 31 décembre 2022, contre 5,7 % au 31 décembre 2021.

Le Groupe a communiqué le 19 mai 2022 sur une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre à jour les hypothèses du projet du fait notamment, de l'impact des restrictions Covid-19, et du Brexit sur la chaîne d'approvisionnement et les défis en matière de ressources, tant pour les opérateurs que pour le personnel (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 10.6).

Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027 contre juin 2026 précédemment (en juin 2028 pour l'unité 2 contre juin 2027 précédemment). Le coût à terminaison du projet est dorénavant estimé entre 25 et 26 milliards de livres $sterling_{2015}$ contre une fourchette estimée entre 22 et 23 milliards de livres $sterling_{2015}$ précédemment.

Cette communication fait également état d'un risque complémentaire de report de la mise en service de 15 mois, se traduisant par une moindre valeur recouvrable évaluée à 2,5 milliards de livres ; ce risque a été intégré dans le modèle.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Dans ses états financiers au 30 juin 2022, sur la base d'un CMPC à cette date de 6 % (versus 5,7 % au 31 décembre 2021), le Groupe avait indiqué qu'après prise en compte de ce risque, le seuil du test du goodwill serait atteint avec une augmentation de 15 points de base du taux d'actualisation, et que le seuil du test au niveau de l'UGT HPC serait atteint avec une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation, toutes choses égales par ailleurs.

Le test réalisé à fin décembre 2022 sur le projet HPC, sur la base du modèle projet mis à jour, intégrant notamment les éléments de la communication de mai 2022 et l'augmentation de 100 points de base du CMPC conduit à identifier une perte de valeur de (551) millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette dépréciation est réversible.

Malgré les marges en augmentation constatées en 2022 sur les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation), la prise en compte de la valeur révisée du projet HPC fortement pénalisée par la hausse du taux d'actualisation, amène à partiellement déprécier la valeur du goodwill d'EDF Energy pour un montant de (1 176) millions d'euros au 31 décembre 2022.

La valeur comptable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy sont désormais sensibles à toute variation défavorable d'hypothèses.

Autres actifs relevant du nouveau nucléaire

Par ailleurs, les études capitalisées au titre du projet Sizewell C (note 10.6) s'élèvent à 808 millions d'euros et sont intégrées à hauteur de leur valeur nette comptable dans le cadre de la réalisation du test du goodwill d'EDF Energy sans intégrer de perspectives de valorisation.

Les terrains et titres mis en équivalence dans la société de projet de Bradwell (soit environ 330 millions d'euros en valeur brute) détenues à 80 % par CGN ont été entièrement provisionnés, pour partie en 2021 et pour le reliquat en 2022, la probabilité que le projet aboutisse n'étant plus avérée.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 024 millions d'euros - voir note 4.1.1)

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. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2022, sur la base du modèle affiné au 31 décembre 2021 qui tenait compte des recommandations de la dernière évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels). Il met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, liée à une augmentation des scénarios de prix à moyen et long terme, atténuée par l'effet de la hausse du CMPC de plus de 100 points. Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de -0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2022, la valeur recouvrable des différentes UGT de production d'Edison (Thermique, Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz) est de façon générale en augmentation du fait de scénarios de prix plus favorables à moyen et long terme, bien que cet effet soit atténué par la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée par le gouvernement italien fin 2022 et par la hausse du CMPC de l'ordre de 100 points de base. Sur l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable est en légère diminution, les cash-flows futurs intégrant une augmentation des investissements de renouvellement pour la préparation du renouvellement des concessions. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé sur ces UGT.

Des tests de sensibilité tels que précisés ci-dessous ont été réalisés et ne montrent pas de risque de perte de valeur :

- pour les UGT Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque : hausse de 50 points de base du CMPC puis diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon ;
- s'agissant de l'UGT Thermique, pour laquelle des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2022 présente une marge significativement positive. Toutefois celle-ci est essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service doivent intervenir en 2023 ; aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2022. 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.

A contrario, des dépréciations sur certains actifs spécifiques relevant des Services Energétiques ont été effectuées pour un montant total de 68 millions d'euros (contrats, relations clients, goodwill).

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 342 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La valeur recouvrable de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) 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 scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande Bretagne, mais intègre en opportunité la réalisation d'autres projets d'EPR en Inde ou dans d'autres géographies. 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 du goodwill (1 448 millions d'euros) reste très significative, bien qu'en baisse par rapport au 31 décembre 2021 principalement en lien avec la hausse du CMPC de plus de 100 points (de 5,9 % à 7 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 1,5 %) en lien avec l'inflation.

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 Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 11 782 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

La réalisation des tests au 30 juin 2022 avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur des parcs de production d'électricité éolienne au Texas (1 parc en intégration globale pour (60) millions d'euros et 3 parcs dans des sociétés mises en équivalence pour (134) millions d'euros) du fait de la congestion des réseaux de transmission dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables ces dernières années impactant significativement et durablement le chiffre d'affaires projeté. Les dépréciations mises à jour au 31 décembre 2022 (notamment en lien avec les taux de change), s'élèvent à (62) millions d'euros, et à (139) millions d'euros au niveau des titres mis en équivalence (voir note 12.3).

Par ailleurs, en raison d'une décision de la commission fédérale de l'électricité concernant l'annulation d'un PPA, un parc éolien en cours de construction au Mexique avait été déprécié pour un montant de (37) millions d'euros ((39) millions d'euros au 31 décembre 2022).

D'autres pertes de valeurs ont été enregistrées sur des actifs spécifiques en France et aux États-Unis pour un montant total de (28) millions d'euros, concernant notamment un parc éolien aux États-Unis pour lequel une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 2 990 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Au 31 décembre 2022, le goodwill de Dalkia est de 643 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. La mise à jour du test au 31 décembre 2022 conduit à une baisse de la valeur recouvrable, principalement liée à la hausse de 100 points du CMPC (de 4,2 % à 5,2 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à

1,9 %) en lien avec l'inflation. Les analyses de sensibilités sur ces deux paramètres-clés du test, avec une augmentation de 50 points de base du CMPC cumulé à une diminution de 30 points de base du taux de croissance ne laissent apparaître aucun risque de dépréciation.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2022 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Enfin, s'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé ne fait pas apparaître de risque de perte de valeur.

France - Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 61 442 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. 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 inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 15 472 millions d'euros (voir note 10.6). Elle n'inclut aucun goodwill.

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 6,3 % au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans), avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 10.6).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finance en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 5.4). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

A partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix (voir partie Prix de l'électricité).

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production 10 TWh par an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures régulatoires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Autre International - Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 325 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La mise à jour du test pour Luminus met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, globalement stable par rapport à 2021, sous les effets combinés de scénarios de prix moyen terme et long terme plus favorables, mais dont l'effet est largement compensé par les mesures de captation des rentes infra-marginales mises en place (voir note 5.4), d'une hausse du CMPC de 130 points de base (de 5,1 % à 6,4 %) et a contrario de l'intégration dans le test du nouveau CCGT en construction de Seraing dont la mise en service est prévue en 2025 et qui bénéficiera de la rémunération de capacité.

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'à 2025 au plus tard selon les centrales. Le test n'intègre pas l'éventuelle prolongation de dix ans des deux tranches de Doel 4 et Tihange 3, suite à l'accord de principe entre l'État belge et ENGIE annoncé en janvier 2023, les conditions de cette prolongation et conséquences associées en termes de cash-flows futurs n'étant pas encore connues.

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.

Des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2022 à hauteur de (141) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (219) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2021.

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 le Groupe s'il les avait lui-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 en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) 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, Electricité 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. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - 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 386 contrats de concession au 31 décembre 2022. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

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 concessif français de la distribution d'électricité : Service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges 1992 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-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession 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 2022. La phase de renouvellement en masse des contrats de

concession touche à sa fin.

A fin 2022, 302 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes. 93 % des contrats avec les principales autorités concédantes ont ainsi été renouvelés selon le nouveau modèle.

Ces 302 contrats s'ajoutent aux 33 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 335 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Des négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les contrats signés selon d'anciens modèles.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations[1]	Diminutions	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	3 407	139	(30)	1	3 517
Réseaux	104 700	4 292	(445)	(3)	108 544
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 072	371	(425)	5	5 023
Immobilisations en cours[3]	1 886	327	(2)	(7)	2 204
Valeurs brutes	**115 065**	**5 129**	**(902)**	**(4)**	**119 288**
Terrains et constructions	(1 661)	(83)	26	(12)	(1 730)
Réseaux	(48 119)	(233)	327	(2 465)	(50 490)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 153)	(229)	417	(137)	(3 102)
Amortissements et pertes de valeur	**(52 933)**	**(545)**	**770**	**(2 614)**	**(55 322)**
VALEURS NETTES	**62 132**	**4 584**	**(132)**	**(2 618)**	**63 966**

[1] *Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.*
[2] *Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.*
[3] *Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.*

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) :
  - 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 1992, 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. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

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 obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens[1]	55 788	54 391
Financement concessionnaire non amorti	(31 681)	(30 307)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 107**	**24 084**
Amortissement du financement du concédant	16 331	15 630
Provisions pour renouvellement	9 021	9 139
Droits sur biens à renouveler	**25 352**	**24 769**
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	**49 459**	**48 853**

[1] Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 127 millions d'euros (129 millions d'euros en 2021).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2022			31/12/2021	
(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	1 766	250	1 478	307
Taishan (TNPJVC)[1]	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 210	(39)
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	1 944	79	2 282	102
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 519	(52)	1 453	(117)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 661	260
Sous total		**-**	**9 421**	**759**	**8 084**	**513**
CENG (cédée le 6 août 2021)	3.1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	131
Sous total			**-**	**-**	**-**	**131**
TOTAL			**9 421**	**759**	**8 084**	**644**

n.a. : non applicable.
n.c. : non communiqué
[1] 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 2022.

6

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	20 484	19 866
Actifs courants	6 241	3 577
TOTAL ACTIF	**26 725**	**23 443**
Capitaux propres	3 525	2 950
Passifs non courants	15 017	15 163
Passifs courants	8 183	5 330
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**26 725**	**23 443**
Chiffre d'affaires	4 928	5 254
Excédent brut d'exploitation	1 841	2 094
Résultat net	*498*	*612*
Endettement financier net	10 831	12 602
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	433	(161)
Dividendes versés	356	259

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

12.2 Taishan

12.2.1 Eléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	12 265	11 303
Actifs courants	900	897
TOTAL ACTIF	**13 165**	**12 200**
Capitaux propres	4 036	3 744
Passifs non courants	6 680	6 022
Passifs courants	2 449	2 434
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**13 165**	**12 200**
Chiffre d'affaires	919	1 027
Résultat net	***(131)***	***(41)***
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 Guangdong Energy Group 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 et l'année 2021 pour Taishan 2.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e 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 à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan) jusqu'à nouvel ordre.

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à quelques crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible se sont achevées le 22 août 2021. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages ; un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont contribué à l'élaboration de la documentation permettant de redémarrer en toute sécurité le réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises. Le 15 août 2022, le réacteur 1 de Taishan a été reconnecté au réseau électrique chinois faisant suite à l'inspection finale des autorités chinoises compétentes à la fin du mois de juillet 2022.

L'unité 2 a produit de l'énergie en continu tout au long du premier semestre 2022 et a été arrêtée pour maintenance et rechargement en combustible mi-2022 ; la reconnexion au réseau s'est faite correctement avant la fin de l'année 2022.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la CCI Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entrainer des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat. Un premier mémoire en demande a été déposé par EDF en novembre 2021, auquel CGN a répondu en mars 2022. Les audiences sont planifiées du 10 au 14 octobre 2023.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 17.2).

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 Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33% par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- 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 est prévue en 2024.

Sur l'exercice 2022, (141) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant net de (121) millions d'euros. Celles-ci concernent à hauteur de 139 millions d'euros (voir note 10.8) des actifs éoliens américains au Texas en raison de problèmes de congestion du réseau électrique. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des

participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux États-Unis du fait de l'événement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Principaux développements dans les participations mises en équivalence détenues en 2022

EDF remporte une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer

Le 25 février 2022, EDF Renouvelables, et Shell New Energies US LLC, partenaires à parts égales au sein du *consortium Atlantic Shores Offshore Wind LLC*, ont obtenu des droits de développement sur une zone maritime de 32 112 hectares dans la baie de New York, au large de Long Island et des côtes du New Jersey. Après avoir réalisé la phase de développement, le consortium pourra construire et exploiter un projet éolien en mer d'une capacité estimée à 1,5 gigawatt (GW) pour une durée de 33 ans.

EDF et son partenaire ont ainsi remporté l'une des six zones maritimes proposées pour le développement de nouveaux projets éoliens en mer dans le cadre d'une vente aux enchères du 23 au 25 février 2022 organisée pour l'État fédéral par le *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM).

Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : la première éolienne en mer de France est posée

Le 13 avril 2022, EDF Renouvelables, EIH SARL (détenue par Enbridge Inc. et CPP Investment), partenaires à parts égales du projet éolien en mer de Saint-Nazaire, et GE Renewable Energy, fournisseur des turbines éoliennes, ont annoncé l'installation de la première éolienne en mer posée de France, à 12 km au large de la presqu'île de Guérande, en Loire-Atlantique.

Le parc éolien en mer de Saint-Nazaire a été mis en service progressivement tout au long du second semestre. D'une capacité totale de 480 MW, il devrait produire l'équivalent de 20 % de la consommation électrique annuelle totale du département de Loire-Atlantique.

EDF Renouvelables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël

Le 8 juin 2022, EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de quatre centrales photovoltaïques totalisant 54 MW de capacité installée. Ces nouvelles centrales participent à l'objectif du gouvernement israélien d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays à 30 % d'ici 2030. Elles s'inscrivent également dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF, visant à doubler sa capacité nette de production d'énergie renouvelable de 28 à 60 GW, entre 2015 et 2030.

Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. finalise le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis

Le 26 septembre 2022, le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co., leaders mondiaux du secteur de l'énergie, ont annoncé la finalisation du financement d'un projet de transport d'électricité aux Emirats Arabes Unis aux côtés des entreprises émiriennes ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company) et TAQA (Abu Dhabi National Electricity Company) pour un montant global de 3,8 milliards de dollars. Ce projet vise à construire et exploiter un système de transmission sous-marin Haute Tension en courant continu (HVDC-VSC), une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique.

Ce projet stratégique va permettre de réduire l'empreinte carbone des opérations *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, en remplaçant les centrales thermiques *offshore* existantes par des sources d'énergie bas carbone, disponibles sur le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi.

Le consortium, qui aura une participation combinée de 40 % dans le projet, a été retenu en décembre 2021 par ADNOC et TAQA afin de développer ce système de transmission innovant de 3,2 gigawatts, puis d'exploiter l'ouvrage pour une durée de 35 ans.

Les travaux ont démarré en 2022, tandis que l'exploitation commerciale est envisagée pour 2025.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

6

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2022 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	31/12/2022
Stocks et en-cours de production	*13.2*	(16 197)	(1 894)	430	(17 661)
Clients et comptes rattachés net de provision	*13.3*	(22 235)	(3 643)	1 034	(24 844)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	19 565	4 524	(805)	23 284
Dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	294	5 780	-	6 074
Autres débiteurs et autres créditeurs[1]	*13.3.4 et 13.5*	6 050	3 538	(581)	9 007
Autres éléments du besoin en fonds de roulement[2]		(648)	(4)	535	(117)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(13 171)**	**8 301**	**613**	**(4 257)**

[1] Hors créances et dettes sur acquisition/ cession d'immobilisations et subventions d'investissements.
[2] Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

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 2022 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur instruments dérivés liés à l'exploitation pour 0,5 milliard d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Variation des stocks	*13.2*	(1 894)	(626)
Variation des créances clients et comptes rattachés	*13.3*	(3 643)	(7 411)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	4 524	7 407
Variation de la dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	5 780	2 268
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs[1]	*13.3.4 et 13.5*	3 534	(3 164)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**8 301**	**(1 526)**

[1] La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation monétaire du besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 8,3 milliards en 2022, principalement du fait de l'excédent de compensation de la CSPE pour 5,8 milliards (voir note 13.5.4), de la baisse des appels de marge nets de l'activité de *trading* (4,8 milliards) et de l'évolution de la position nette des stocks pour (1,9) milliard d'euros (voir note 13.2).

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 (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

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 5.5.4 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 :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 737	(422)	10 315	10 938	(459)	10 479
Autre combustible	2 029	(2)	2 027	1 255	(4)	1 251
Autres approvisionnements	1 878	(422)	1 456	1 770	(402)	1 368
En-cours de production de biens et services	622	(35)	587	615	(38)	577
Autres stocks	3 326	(50)	3 276	2 540	(18)	2 522
TOTAL STOCKS	**18 592**	**(931)**	**17 661**	**17 118**	**(921)**	**16 197**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 557 millions d'euros au 31 décembre 2022 (8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'évolution des stocks sur l'année 2022 s'explique principalement par l'augmentation sur la période des stocks de Certificats de capacités et de CEE présentés en « Autres stocks » (voir note 5.5.4), et la hausse des prix et des volumes de gaz présentés en « Autre combustible ».

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 présentés 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 perte de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2022	31/12/2021
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		21 568	19 781
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*441*	*545*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		4 598	3 545
Dépréciations		(1 322)	(1 091)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		**24 844**	**22 235**

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 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions au 31 décembre 2021).

La hausse des clients et comptes rattachés hors EDF Trading en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix facturés aux clients sous l'effet de la hausse des prix de marché et concerne à ce titre principalement EDF Energy, à hauteur de 1,5 milliard d'Euros. En France, la variation de ce poste est négative du fait des mesures de bouclier tarifaire mises en place par les Pouvoirs Publics, notamment la baisse du taux de TICFE.

Les dépréciations augmentent principalement au Royaume-Uni et en Belgique, le risque de crédit étant considéré plus élevé du fait de l'augmentation des prix facturés aux clients finals en lien avec l'augmentation des prix de marché.

13.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**26 166**	**(1 322)**	**24 844**	**23 326**	**(1 091)**	**22 235**
dont créances échues de moins de 6 mois	2 037	(183)	1 854	1 285	(215)	1 070
dont créances échues de 6 à 12 mois	678	(242)	436	481	(136)	345
dont créances échues de plus de 12 mois	1 117	(551)	566	978	(551)	427
dont total des créances échues	**3 832**	**(976)**	**2 856**	**2 744**	**(902)**	**1 842**
dont total des créances non échues	**22 334**	**(346)**	**21 988**	**20 582**	**(189)**	**20 393**

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.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	324	340
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	2 470	1 456

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 2 470 millions d'euros au 31 décembre 2022, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 456 millions d'euros en décembre 2021).

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 441 millions d'euros au 31 décembre 2022 et de 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Charges constatées d'avance	1 592	1 485
Créances TVA	1 968	2 051
Créances fiscales (hors TVA)	274	348
Autres créances d'exploitation	13 496	14 405
AUTRES DEBITEURS	**17 330**	**18 289**
dont part non courante	2 165	2 092
dont part courante	15 165	16 197
dont valeurs brutes	17 390	18 344
dont dépréciation	(60)	(55)

Au 31 décembre 2022, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,2 milliards d'euros (9,8 milliards d'euros en 2021), la diminution est essentiellement due au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.5). Les autres créances comprennent également l'avoir à recevoir de RTE pour 1 723 millions d'euros au titre de la rétrocession des recettes d'interconnexion suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 (voir note 5.1.1).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 3 234 millions d'euros (1 274 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France - Activités de production et commercialisation.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	16 001	14 041
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	7 283	5 524
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**23 284**	**19 565**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concernent à ce titre différentes entités du Groupe.

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 créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dont passifs sur contrat	31/12/2021	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 973	2 025	2 114	1 635
Fournisseurs d'immobilisations	4 631	-	4 368	-
Dettes fiscales	3 488	-	5 093	-
Dettes sociales	5 865	-	5 092	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 180	3 144	3 146	3 110
Autres produits constatés d'avance[1]	1 172	694	997	592
Autres dettes	16 163	-	9 254	-
AUTRES CREDITEURS	**38 472**	**5 863**	**30 064**	**5 337**
dont part non courante	4 968	2 929	4 816	3 107
dont part courante	33 504	2 934	25 248	2 230

[1] *Ce poste intègre le versement au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.5.4).*

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 630 millions d'euros (642 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2022, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 116 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (562 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2022, 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 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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).

13.5.4 Autres dettes

Au 31 décembre 2022, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,9 milliards d'euros (5,8 milliards d'euros en 2021). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.3.4).

Au 31 décembre 2022, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2022 pour 566 millions d'euros (536 millions d'euros sur l'année 2021). Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de Service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation vis à vis de l'État de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

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)	31/12/2021	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	31/12/2022
Acomptes reçus	1 635	1 824	(1 360)	(25)	(1)	2	(50)	2 025
Produits constatés d'avance long terme	3 110	439	(476)	-	51	10	10	3 144
Autres produits constatés d'avance	592	613	(515)	-	-	2	2	694

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 025 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 3 838 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 211 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 997 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 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires. L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant est comptabilisé de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 899 millions d'euros d'augmentation de la prime d'émission, nets de frais.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 7).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANEs s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 millions d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 14.5).

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 2022, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 888 511 actions pour une valeur de 7 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

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 2022

Au 31 décembre 2022, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 722 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (12 264 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le 30 novembre 2022, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 994 millions d'euros (voir note 14.4.2).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée en circulation dont le montant s'élève à 2 098 millions de dollars US. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 1 538 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les effets de change correspondants, considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 606 millions d'euros sur l'exercice 2022 et de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2023, une rémunération de 224 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 [1]	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	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
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 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %

[1] *Date de réception des fonds.*

14.4.2 Evolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2022

EDF a lancé le 30 novembre 2022 une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

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 des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, ils peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole*. Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'Obligations Hybrides USD[1]. La Société réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 994 millions d'euros.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg. Si la Société procède au remboursement, les détenteurs des obligations hybrides USD en seront formellement informés conformément aux Termes et conditions des obligations hybrides USD.

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.

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Electricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

A ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Electricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANES ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 14.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANEs), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANEs, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANEs en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 Action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

(1) Les obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614 000 de dollars.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

(en millions d'euros)	31/12/2022 % de participation	31/12/2022 Participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2022 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2021 Participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2021 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,00 %	2 198	142	2 567	(307)
NNB Holding Company (HPC) Ltd	33,50 %	6 778	(514)	6 305	(39)
NNB Holding Company (SZC) Ltd	32,06 %	719	-	394	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	519	11	518	11
Luminus SA	31,37 %	538	(49)	381	(30)
Framatome	24,50 %	63	(12)	86	(22)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 457**	**137**	**1 527**	**102**
TOTAL		**12 272**	**(285)**	**11 778**	**(285)**

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 Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 67,94 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 31 décembre 2022 suite à l'entrée du gouvernement britannique et la sortie concomitante de CGN le 30 novembre 2022 (voir note 10.6).

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 principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires 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 129 millions d'euros au 31 décembre 2022 (165 millions d'euros en 2021).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	24 348	25 784
Actifs courants	3 132	3 868
TOTAL ACTIF	**27 480**	**29 652**
Capitaux propres	10 988	12 837
Passifs non courants	16 019	16 352
Passifs courants	473	463
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**27 480**	**29 652**
Chiffre d'affaires	3 472	1 842
Résultat net	710	(1 535)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 515)**	**906**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 002	84
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(307)	(420)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(340)	(11)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**279**	**585**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	355	(347)
Incidence des variations de change	(15)	42
Autres incidences	(1)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**618**	**279**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	70	2

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)	2022	2021
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(17 940)	5 113
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*(17 946)*	*5 114*
dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	*6*	*(1)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(606)	(547)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**(18 546)**	**4 566**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*(18 552)*	*4 567*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	*6*	*(1)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	2
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**(18 544)**	**4 567**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	*(18 550)*	*4 568*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	*6*	*(1)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 683 790 611**	**3 138 060 309**
Effet des instruments dilutifs	244 227 763	222 574 780
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 928 018 374**	**3 360 635 089**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**(5,03)**	**1,46**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**(5,03)**	**1,36**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**(5,03)**	**1,46**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**(5,03)**	**1,36**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	-
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	-	-

Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs (voir note 18.3.2.2) et de l'ajustement du ratio de conversion / échange suite aux augmentations de capital sur la période.

Compte tenu du résultat net part du Groupe négatif en 2022, l'impact de la conversion des OCEANEs est relutif, le résultat dilué par action est identique au résultat par action.

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 :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 602	24 982	26 584	1 359	28 155	29 514
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 539	31 039	32 578	1 346	33 912	35 258
Provisions liées à la production nucléaire	**3 141**	**56 021**	**59 162**	**2 705**	**62 067**	**64 772**

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible usé	11 379	1 284	-	12 663
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	373	-	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	1 066	7	13 548
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2022	**23 854**	**2 723**	**7**	**26 584**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2021	**26 052**	**3 455**	**7**	**29 514**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	11 296	625	29 015
Provisions pour derniers cœurs	2 434	1 129	-	3 563
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2022	**19 528**	**12 425**	**625**	**32 578**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2021	**20 390**	**14 434**	**434**	**35 258**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2022	**43 382**	**15 148**	**632**	**59 162**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2021	**46 442**	**17 889**	**441**	**64 772**

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	13 220	439	(1 014)	245	(72)	(155)	12 663
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 655	130	(204)	(1 126)	(63)	(844)	13 548
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**29 514**	**570**	**(1 218)**	**(801)**	**(160)**	**(1 321)**	**26 584**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	30 759	303	(824)	1 979	(637)	(2 565)	29 015
Provisions pour derniers cœurs	4 499	-	(576)	129	(72)	(417)	3 563
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**35 258**	**303**	**(1 400)**	**2 108**	**(709)**	**(2 982)**	**32 578**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	**64 772**	**873**	**(2 618)**	**1 307**	**(869)**	**(4 303)**	**59 162**
Dont part courante	2 705						3 141
Dont part non courante	62 067						56 021

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2022 s'explique notamment par :

- une hausse du taux d'actualisation réel de 50 points de base en France (voir note 15.1.1.5), pour (4 609) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de (2 548) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de (2 061) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction – voir note 15.2.4) dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (2 934) millions d'euros au titre des variations de ces provisions adossées à des actifs (à savoir la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique pour les provisions aval du cycle et déconstruction, ou les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents pour les provisions pour derniers cœurs).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2022 est la suivante :



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 coeurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	*15.1.1.1*	11 819	417	(849)	51	(59)	11 379
dont non liées au cycle d'exploitation		*1 726*	*23*	*(41)*	*(85)*	*(16)*	*1 607*
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		*1 136*	*44*	*(41)*	*56*	-	*1 195*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	*15.1.1.2*	14 233	128	(204)	(1 308)	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**26 052**	**545**	**(1 053)**	**(1 257)**	**(433)**	**23 854**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	*15.1.1.3*	17 730	273	(201)	340	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers coeurs	*15.1.1.4*	2 660	-	-	104	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**20 390**	**273**	**(201)**	**444**	**(1 378)**	**19 528**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		**46 442**	**818**	**(1 254)**	**(813)**	**(1 811)**	**43 382**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006[a]		45 306	774	(1 213)	(869)	(1 811)	42 187
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006[a]		1 136	44	(41)	56	-	1 195

[a] 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 de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les « autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.

En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers coeurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

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 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.

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, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

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 (soit 24 réacteurs autorisés actuellement).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (11 379 millions d'euros) comprend principalement 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 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.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016 - 2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission. En 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour risques et charges au 31 décembre 2022 (voir note 17.2).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment sur la densification des piscines existantes du site ORANO de La Hague l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé 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 usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), 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 de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé 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, a fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à la Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, 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. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans sur Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

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, 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 (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

6

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	2 958	3 093
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 154	10 746
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		**12 475**	**14 233**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

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, mis en service en 2003 géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux…) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, 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 et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5ème PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Evolutions 2021

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Evolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

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 Soulaines (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 ainsi que le 5ème PNGMDR (publication du décret n°2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines.

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).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

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.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuation vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

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.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : 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 ;
- 2018 : en 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. A 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 ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu 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. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est toujours en cours sur ce sujet ;

- 2020 : une revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions. 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.

  Par ailleurs, 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). A fin 2022, 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.
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des Commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021.
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'Andra d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte de ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'Andra, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

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. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. A fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

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.593-20 à L.593-25 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 Energétique (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 de démantèlement 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 à Chinon. 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).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs 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.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, 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.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site 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)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	(7)	500	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(194)	(160)	-	4 969
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	**17 730**	**273**	**(201)**	**340**	**(1 048)**	**17 094**

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

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, 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.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, 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 d'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 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du 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 MW supérieurs à 17 % (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). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MW hors spécificité du site 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 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte 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.

Evolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 15.1.1), le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Evolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2021}$) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,5 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 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

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2ème génération).

Base d'évaluation

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.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2020 :

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, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré 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 publiées en mars 2020, n'ont pas remis 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.

Evolutions 2021

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu - DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installation et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC - atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix - a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Ecologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions de EDF.

Evolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en oeuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction , impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, 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 :

	31/12/2022	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim[1]	911	740
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde – Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	559	492

[1] *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 0,96 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télépénés 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 7 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 télépénés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 1,9 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 sur les installations définitivement arrêtées 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 suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- 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. 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. Début 2022, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés, ...). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu 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 ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) 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 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée, vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée 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, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. 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 (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- 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 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). Suite à l'enquête publique qui s'est tenue du 15 novembre 2021 jusqu'au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

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 derniers coeurs 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 pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021 (voir note 15.1.1), les provisions pour derniers coeurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers coeurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des coeurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers coeurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est 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 3,43 % pour 2022. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er 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 à fin 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 %; 3,3 %] ([-0,6 %; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 %; 3,4 %] ([0,6 %; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent 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, 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 références à des *spreads* d'obligations d'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 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé 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 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

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	31/12/2022		31/12/2021	
(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	16 194	10 184	16 121	10 683
- dont non liée au cycle d'exploitation	*3 417*	*1 607*	*3 282*	*1 726*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**53 190**	**22 659**	**52 900**	**24 916**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**33 789**	**19 528**	**32 546**	**20 390**
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		**42 187**		**45 306**

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	31/12/2022		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans[1]	Total
Gestion du combustible usé	7 892	8 302	16 194
- dont non lié au cycle d'exploitation	*534*	*2 883*	*3 417*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**13 314**	**39 876**	**53 190**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**4 091**	**29 698**	**33 789**

[1] 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 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2022 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
- derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
TOTAL	**43 382**	**(1 642)**	**1 781**	**865**	**(961)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*31 649*	*(1 460)*	*1 591*	*764*	*(853)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs 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 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des 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 1er juillet 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 %. Par ailleurs, le décret 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.

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, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA (EDF Invest).

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 et de FIVG 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 12 192 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces FCPR sont constitués principalement de 17 fonds cotés pour 11 000 millions d'euros (au 31 décembre 2021, 16 FCPR cotés pour 12 153 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 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 principalement 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 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros, dont 8 772 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 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Konan & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), 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, Géosel, Norlys, Databank et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

6

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec -18,5 % sur les emprunts d'État (indice FTSE EMU Government Bond Index (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des spreads. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéfices d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

Des variations de juste valeur négative du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2022 dans le résultat financier à hauteur de (3 096) millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 739 millions d'euros en 2021. De même, des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2022 en OCI à hauteur de (875) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (244) millions d'euros en 2021.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de data centers aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures / Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50% de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Des retraits pour un montant de 416 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2022 (389 millions d'euros en 2021).

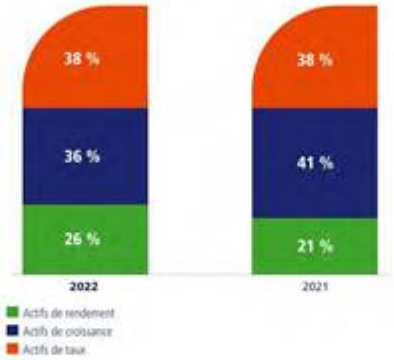
15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	**Présentation au bilan consolidé**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**
Actifs de rendement (EDF Invest)		**6 477**	**8 772**	**5 626**	**7 908**
CTE	Participations dans les entreprises associées[1]	1 766	3 791	1 478	3 343
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées[2]	2 268	2 495	2 567	2 923
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets[3]	2 422	2 465	1 581	1 642
Dérivés	Juste valeur des dérivés	21	21	-	-
Actifs de croissance		**12 251**	**12 251**	**15 320**	**15 320**
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	11 625	11 625	14 815	14 815
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	553	553	519	519
Dérivés	Juste valeur des dérivés	73	73	(14)	(14)
Actifs de taux		**12 881**	**12 881**	**14 226**	**14 226**
Obligations	Titres de dettes	11 264	11 264	13 007	13 007
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	215	215	199	199
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 414	1 414	1 016	1 016
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(12)	(12)	4	4
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**31 609**	**33 904**	**35 172**	**37 454**

[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 2 299 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (en valeur de réalisation) :



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)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**31 649**	**34 276**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**33 904**	**37 454**
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	**107,1 %**	**109,3 %**

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. 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 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

6

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements 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 15 148 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (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 financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 988 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	1 401	21	(166)	194	(72)	(94)	1 284
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 415	2	-	181	(63)	(469)	1 066
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 455**	**24**	**(166)**	**455**	**(160)**	**(885)**	**2 723**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 595	3	(623)	1 588	(637)	(1 630)	11 296
Provisions pour derniers cœurs	1 839	-	(576)	25	(72)	(87)	1 129
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**14 434**	**3**	**(1 199)**	**1 613**	**(709)**	**(1 717)**	**12 425**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**17 889**	**27**	**(1 365)**	**2 068**	**(869)**	**(2 602)**	**15 148**

Les « Autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « Autres mouvements » s'explique principalement par une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (2 934) millions d'euros.

Comme prévu, en 2022, EDF Energy a mis fin à la production d'électricité des centrales de Hunterston B et d'Hinkley Point B (respectivement le 7 janvier 2022 et le 1er août 2022), avec un début de phase de déchargement combustible le 16 mai 2022 pour Hunterston B et le 14 septembre 2022 pour Hinkley Point B. En conséquence, la provision derniers cœur a diminué de (576) millions d'euros, le stock de combustible nucléaire diminuant pour un montant équivalent, correspondant au stock encore en réacteur.

15.2.1 Cadre règlementaire 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 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 1er 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 90 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2022.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 20) effectué en 2020, correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible, a été approuvée par la NDA en juin 2021.

Une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (dénommé *Integrated Plan 22* - IP 22), a été approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2021.

La phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 21) qui couvre une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels (*Uncontracted Liability Discharge Plan* - UCLDP), a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'*Integrated Plan* 23 (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

L'estimation des couts de l'IP23 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, et en prenant en compte l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B en 2021.

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 centrales AGR 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 règlementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	3 695	1 284	2 725	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 867	373	2 154	639
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 158	1 066	5 126	1 415
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**10 720**	**2 723**	**10 005**	**3 455**

[1] *Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.*

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 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, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient 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.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction *Decommissioning Plan submission* - DPS 20), soumise début 2020 et approuvée par la NDA en juin 2021, correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible, 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.

L'Integrated Plan 22 (IP22) approuvée par la NLA en décembre 2021, qui actualise le coût d'évacuation du combustible a conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021. Cette augmentation était principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. Comme mentionné précédemment, la phase 2 a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'Integrated Plan 23 (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

	31/12/2022		31/12/2021	
(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	**20 875**	**11 206**	**19 864**	**12 494**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 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 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 %).

Avec ces modalités de calcul, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 2,9 % au 31 décembre 2022 (1,9 % au 31 décembre 2021).

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. A 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 377 millions d'euros au 31 décembre 2022 (272 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- 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 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021). 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.

Au 31 décembre 2022, les provisions nucléaires en Belgique prennent en compte la révision triennale des provisions nucléaires intégrant les conclusions de la Commission des Provisions Nucléaires communiquées à Synatom et Electrabel (filiales du groupe ENGIE) le 16 décembre 2022, soit une augmentation des provisions pour déconstruction de 183 millions d'euros.

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 prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration 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 duration 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, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 1er 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 droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits 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 droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

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)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour avantages du personnel – part courante	790	792
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	16 231	21 716
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**17 021**	**22 508**

6

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 31/12/2021	**35 436**	**10 410**	**910**	**46 756**
Charge nette de l'exercice 2022	1 110	222	65	1 397
Écarts actuariels	(9 260)	(3 386)	(143)	(12 789)
Cotisations salariales	-	1	-	1
Prestations versées[2]	(1 232)	(439)	(50)	(1 721)
Mouvements de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	(407)	-	(407)
Autres variations[4]	-	-	(8)	(8)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2022	**26 054**	**6 401**	**775**	**33 230**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2021	**(13 411)**	**(13 124)**	**(446)**	**(26 981)**
Charge nette de l'exercice 2022	(171)	(242)	(6)	(419)
Écarts actuariels	3 737	5 505	53	9 295
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Cotisations salariales	-	(1)	-	(1)
Prestations versées	447	439	13	899
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	486	(13)	473
Autres variations	-	-	7	7
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2022	**(9 398)**	**(7 039)**	**(447)**	**(16 884)**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2021[3]	**22 025**	**(2 714)**	**464**	**19 775**
Charge nette de l'exercice 2022	939	(20)	59	978
Écarts actuariels	(5 523)	2 119	(90)	(3 494)
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Prestations versées	(785)	-	(37)	(822)
Mouvement de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	79	(13)	66
Autres variations	-	-	(1)	(1)
PASSIF NET AU 31/12/2022	**16 656**	**(638)**	**328**	**16 346**
Dont				
Provisions pour avantages du personnel				17 021
Actifs financiers non courants[3]				(675)

[1] La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).
[3] Le passif net au 31 décembre 2021 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 508 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (2 733) millions d'euros soit un passif net de 19 775 millions d'euros.

Ecarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2022

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2022 s'élèvent à (12 789) millions d'euros :

- dont (9 260) millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (16 997) millions d'euros,
  - la variation des hypothèses démographiques pour (145) millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 5 045 millions d'euros,
  - l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de janvier 2023 pour 2 276 millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour 561 millions d'euros ; et
- dont (3 386) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (4 475) millions d'euros et les écarts d'expérience pour 1 257 millions d'euros (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élevaient à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
  - l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Ecarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2022

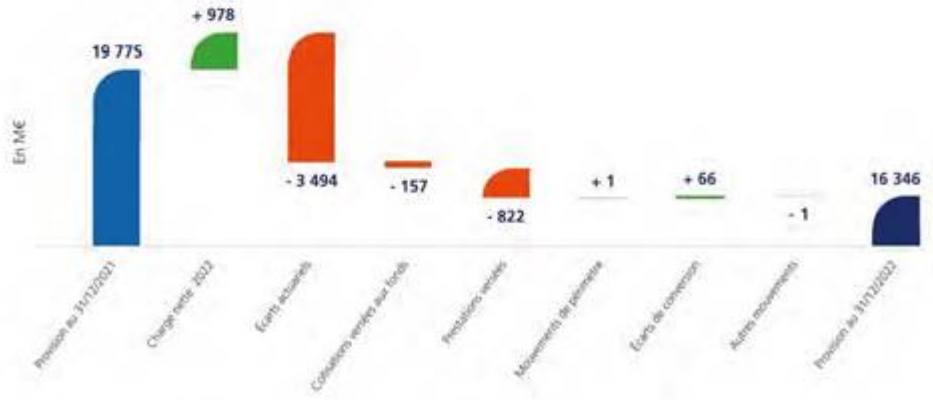
Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 9 295 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de 3 737 millions d'euros en France, et de 5 505 millions d'euros au Royaume-Uni, dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

Passif net au 31 décembre 2022

Le passif net au 31 décembre 2022 s'élève à 16 346 millions d'euros :

- dont 16 656 millions d'euros en France ;
- dont (638) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 658 millions d'euros contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021. Ce surplus, dont la baisse est due à la performance négative des actifs de couverture en lien avec la forte hausse des taux d'intérêts sur la période, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

L'évolution du passif net en 2022 est la suivante :



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs[1]	3,90 %	1,30 %	4,75 %	1,90 %
Taux d'inflation	2,30 %	1,70 %	2,90 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires[2]	3,70 %	2,80 %	2,65 %	2,70 %

[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 réel des actifs est comptabilisé en écarts actuariels en capitaux propres.
[2] Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est 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.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

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 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées sur les derniers exercices (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.

	31/12/2022	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 066) / 1 144	(269) / 256
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 115 / (1 043)	235 / (238)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 028 / (964)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2022			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(779)	(32)	(52)	(863)
Coût des services passés	-	-	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	131	-	-	131
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(648)**	**(32)**	**(54)**	**(734)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(462)	(190)	(11)	(663)
Produit sur les actifs de couverture	171	242	6	419
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(291)**	**52**	**(5)**	**(244)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(939)**	**20**	**(59)**	**(978)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	9 260	3 386	143	12 789
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(3 737)	(5 505)	(53)	(9 295)
Écarts actuariels	**5 523**	**(2 119)**	**90**	**3 494**
Écarts de conversion	**-**	**(79)**	**13**	**(66)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**5 523**	**(2 198)**	**103**	**3 428**

	2021			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(916)**	**(188)**	**(31)**	**(1 135)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(202)**	**28**	**(5)**	**(179)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 118)**	**(160)**	**(36)**	**(1 314)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	**177**	**1 215**	**15**	**1 407**
Écarts de conversion	**-**	**123**	**-**	**123**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**177**	**1 338**	**15**	**1 530**

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2022	2021
Variation liée aux écarts d'expérience	(767)	437
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	145	1
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières[1]	10 013	(671)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**9 391**	**(233)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*9 260*	*(110)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*131*	*(123)*

[1] *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)

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)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	12 831	18 463
Retraités	13 223	16 973
TOTAL ENGAGEMENTS	**26 054**	**35 436**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	**24 650**	**(9 398)**	**15 252**
Dont :			
Retraites	19 564	(8 827)[(1)]	10 737
Avantage en nature énergie	3 129	-	3 129
Indemnités de fin de carrière	754	(557)	197
Autres	1 203	(14)	1 189
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2022	**1 404**	**-**	**1 404**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	-	1 191
Médailles du travail	188	-	188
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2022	**26 054**	**(9 398)**	**16 656**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 49 % au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2021 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	**33 813**	**(13 411)**	**20 402**
Dont :			
Retraites	26 196	(12 620)[(1)]	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	**1 623**	**-**	**1 623**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	**35 436**	**(13 411)**	**22 025**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 398 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 398**	**13 411**
Actifs pour régime spécial de retraite	**8 827**	**12 620**
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	65%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33%	33 %
Biens immobiliers	2%	-
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**557**	**776**
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	69%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31%	33 %
Autres actifs de couverture	**14**	**15**

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 41 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 59 % 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.

Au 31 décembre 2022, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 62 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 19 % 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 2021.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -27,1 % en 2022.

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	1 258	1 237
D'un à cinq ans	4 493	3 997
De cinq à dix ans	5 765	4 265
À plus de dix ans	53 963	16 555
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**65 479**	**26 054**

Au 31 décembre 2022, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,8 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	2 603	5 837
Retraités	3 798	4 573
TOTAL ENGAGEMENTS	**6 401**	**10 410**

16.3.2 Actifs de couverture

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)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	**7 039**	**13 124**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	0 %	10 %
Instruments de créances cotés (obligations)	62 %	60 %
Biens immobiliers	10 %	5 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	5 %
Autres (dont *private equity*)	25 %	20 %

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 67 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 33 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

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	235	256
D'un à cinq ans	1 003	897
De cinq à dix ans	1 414	1 025
À plus de dix ans	12 098	4 223
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 750**	**6 401**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 17,2 ans au 31 décembre 2022.

6

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022 Courant	31/12/2022 Non courant	31/12/2022 Total	31/12/2021 Courant	31/12/2021 Non courant	31/12/2021 Total
Autres provisions pour déconstruction	*17.1*	127	2 006	2 133	95	1 872	1 967
Autres provisions	*17.2*	3 885	2 665	6 550	3 245	3 570	6 815
AUTRES PROVISIONS		**4 012**	**4 671**	**8 683**	**3 340**	**5 442**	**8 782**

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 DECONSTRUCTION AU 31/12/2022	**987**	**108**	**192**	**418**	**428**	**2 133**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967

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 2022 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 153 millions d'euros de provisions concernant des installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 43 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont 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 92 millions d'euros pour Framatome et 53 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 83 % pour Framatome et de 123 % pour Cyclife France. S'agissant de Framatome, un plan est en cours d'élaboration conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 pour viser un taux de couverture d'au moins 100 % dans un délai inférieur à 5 ans.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	585	315	(17)	(257)	(9)	(12)	605
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	112	2	(56)	(10)	(1)	2	49
Provisions pour litiges	327	89	(66)	(32)	-	3	321
Provisions pour contrats onéreux	1 651	117	(360)	(654)	(3)	(113)	638
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 572	2 341	(1 932)	(2)	-	(53)	1 926
Autres provisions pour risques et charges	2 568	4 197	(3 553)	(164)	1	(38)	3 011
TOTAL	**6 815**	**7 061**	**(5 984)**	**(1 119)**	**(12)**	**(211)**	**6 550**

(1) Les autres mouvements comprennent principalement l'actualisation des provisions pour contrats onéreux gaz naturel liquéfié Dunkerque ainsi que les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont principalement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- 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 services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats 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).

Une reprise totale de provision sur un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis a été comptabilisée au 31 décembre 2022 en lien avec l'amélioration des spreads États-Unis / Europe à moyen et long terme dans un contexte de marché encore très volatile.

Une reprise partielle de provision sur un contrat de regazéification a été comptabilisée au 31 décembre 2022, du fait d'une meilleure valorisation des terminaux européens dans le nouveau contexte géopolitique gazier.

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 déduction faite 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, le cas échéant de Certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.5.4, 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 2022, une provision de 1 117 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 (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Autres provisions pour risques et charges

Au 30 juin 2022, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire d'ARENH mis en place par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application ; cette provision a été utilisée au fur et à mesure des achats et ventes réalisées sur le second semestre 2022 pour 2 749 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, une provision pour risques a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 15.1.1.1).

Ces provisions couvrent par ailleurs 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 peut 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.

Au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022.

17.3 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements 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 2022 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. 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 un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour administrative d'appel a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience. Pour rappel, EDF a inscrit dans ses comptes en 2020 une charge d'impôt de 510 millions d'euros relative à ce contentieux et présente un passif d'impôt couvrant le risque résiduel au 31 décembre 2022.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 9.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

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. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés (voir note 9.2).

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.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF, certains sont actuellement en cours.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. 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 jusqu'en 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

A la suite d'une question préjudicielle, la Cour de justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir

été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, 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.

Au regard de cette jurisprudence désormais constante, certains producteurs ont formé des recours en réparation contre l'État devant les tribunaux administratifs. A ce jour, les tribunaux administratifs ont rejeté les recours des producteurs.

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. A la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaitre 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. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pendant 2 ans pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation. EDF et Enedis vont déposer des conclusions d'ici le 17 février 2023 afin d'interrompre la péremption d'instance de 2 ans.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'Appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation.

Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'Appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, 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, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs 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. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'Appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,93 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

17.3.5 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, 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 Speciality 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. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, 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, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

    Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, elle a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société a également récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

    Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

    Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

  - 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, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- 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.

Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'Appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a l'intention de faire appel du jugement devant la Cour de cassation.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties.

- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours avec la phase d'instruction probatoire.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

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 qu'à 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 ENI et le ministère de l'Environnement 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 italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1er avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte ENGIE, réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

- Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait suite à une plainte déposée par ENGIE le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure ENGIE. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citélum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'économie d'énergie.

  Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 17.2).
- Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

  Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

  En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision du 1er mars 2022 devant la Cour d'Appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'Appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'Appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

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 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 de 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.

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 :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 014	4 982	21 996	10 519	5 810	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	36	207	243	37	253	290
Titres en juste valeur en résultat	1 409	23 490	24 899	2 855	25 369	28 224
Titres de dettes ou de capitaux propres	***18 459***	***28 679***	***47 138***	**13 411**	**31 432**	**44 843**
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	30 566	-	30 566	20 061	-	20 061
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	6 903	5 376	12 279	4 522	5 388	9 910
Prêts et créances financières[1]	2 105	14 457	16 562	1 943	18 789	20 732
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**58 033**	**48 512**	**106 545**	**39 937**	**55 609**	**95 546**

[1] Dont dépréciation pour (386) millions d'euros au 31 décembre 2022 ((299) millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 10,5 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de trading, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

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 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2022 (2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021).

6

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
(en millions d'euros)	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	4 627	-	22 742	27 369	31 013
Actifs liquides	17 148	-	1 359	18 507	12 737
Autres actifs[1]	221	243	798	1 262	1 093
TOTAL	**21 996**	**243**	**24 899**	**47 138**	**44 843**

[1] Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

次へ

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Titres en juste valeur en OCI recyclable	16 329	7 416	(2 007)	3	139	116	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	290	322	(15)	(353)	-	(1)	243
Titres en juste valeur en résultat	28 224	(770)	(2 814)	55	(6)	210	24 899
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**44 843**	**6 968**	**(4 836)**	**(295)**	**133**	**325**	**47 138**

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 :

	2022			2021		
(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	(1 081)	-	(206)	(202)	-	42
Actifs liquides	(850)	-	(65)	(81)	-	21
Autres titres	-	(16)	-	-	15	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES[3]	**(1 931)**	**(16)**	**(271)**	**(283)**	**15**	**63**

[1] +/( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.
[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 (1 660) millions d'euros dont (875) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2022 et pour (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2022.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances à recevoir du NLF	14 000	15 986
Autres prêts et créances financières	2 562	4 746
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	**16 562**	**20 732**

Au 31 décembre 2022, 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 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 658 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 (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 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021) 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, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 823 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2021	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Prêts et créances financières	20 732	(581)	-	4	(920)	(2 673)	16 562

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 du plan de retraite EDFG d'EDF Energy, en lien avec l'augmentation des taux d'actualisation.

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)	31/12/2022	31/12/2021
Disponibilités	10 261	9 178
Equivalents de trésorerie	687	741
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**10 948**	**9 919**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 566 millions d'euros au 31 décembre 2022 (198 millions d'euros au 31 décembre 2021) (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.

6

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 :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 340	28 713	96 053	54 334	15 072	69 406
Dérivés de transaction – Juste valeur négative[1]	-	28 884	28 884	-	22 027	22 027
Dérivés de couverture – Juste valeur négative[1]	3 718	14 247	17 965	2 209	7 915	10 124
PASSIFS FINANCIERS	**71 058**	**71 844**	**142 902**	**56 543**	**45 014**	**101 557**

[1] *Voir note 18.7.*

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (6,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse des prix observée sur le marché des commodités sur l'exercice 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

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	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2021	**49 242**	**3 690**	**10 992**	**4 337**	**1 145**	**69 406**
Augmentations	2 971	17 126	14 108	353	204	34 762
Diminutions	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	(104)	(6 057)
Écarts de conversion	(237)	21	(145)	(6)	5	(362)
Mouvements de périmètre	(10)	(82)	2	(19)	-	(109)
Variations de juste valeur	(3 983)	3	(9)	-	-	(3 989)
Autres mouvements [1]	-	(4)	2 109	306	(9)	2 402
SOLDES AU 31/12/2022	**45 150**	**20 278**	**25 115**	**4 269**	**1 241**	**96 053**

[1] Les autres mouvements comprennent le reclassement en Autres dettes financières des titres subordonnés à durée indéterminé pour un montant de 2 021 millions d'euros suite à l'engagement de rachat de ces titres au 29 janvier 2023 (voir note 14.4.1).

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations senior en octobre 2022 pour un montant brut de 3,0 milliards d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 2,8 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2 milliards d'euros en janvier 2022, 0,3 milliard d'euros en juin 2022 et de 0,5 milliard d'euros en décembre 2022.

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont la conclusion de lignes de crédit bilatérales avec un groupe de 18 banques pour 13,1 milliards d'euros, 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yen à maturité 3 ans (soit 15,4 milliards d'euros) et des nouveaux tirages auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour 0,8 milliard d'euros à échéance 2032. L'ensemble de ces lignes de crédit ont été tirées en 2022.

Au 31 décembre 2022, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 10 638 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 9 265 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	31/12/2022
Émissions d'emprunts	2 971	17 126	14 108	-	(40)	34 165
Remboursements d'emprunts	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	77	(5 876)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2022, les principaux emprunts (hors *green bond*'s et hors OCEANEs) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission[1]	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
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	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
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 %
Obligataire	EDF	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
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 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
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	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

[1] *Date de réception des fonds.*

Le 5 octobre 2022 EDF a lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros :

- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligations vertes (*green bond*) de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % (voir ci-dessous).

Au 31 décembre 2022, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

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	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

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 était 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. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compter du 2 décembre 2021.

Sur l'exercice 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action Électricité de France par OCEANE. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action Électricité de France par OCEANE à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

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.

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	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 021	482	24 637	688	885	28 713
Entre un et cinq ans	11 496	17 141	106	2 042	94	30 879
À plus de cinq ans	31 633	2 655	372	1 539	262	36 461
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2022	**45 150**	**20 278**	**25 115**	**4 269**	**1 241**	**96 053**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**4 844**	**756**	**2 214**	**1 874**	**4 899**

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 2022

	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	62 269	65 %	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	21 465	22 %	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	8 149	9 %	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	4 %	(1 260)	2 910	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**96 053**	**100%**	-	**96 053**	**100%**

Au 31 décembre 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	-	**69 406**	**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.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.3), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élèvent à 219 millions d'euros (224 millions d'euros en 2021) avant incidence des instruments dérivés et à 18 millions d'euros (17 millions d'euros en 2021) après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2022

	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	69 748	73%	(13 784)	55 964	58%
Emprunts à taux variable	26 305	27%	13 784	40 089	42%
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**96 053**	**100%**	-	**96 053**	**100%**

Au 31 décembre 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	-	**69 406**	**100 %**

6

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 financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type "SPV") détenus par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains covenants , incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet , 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.

Sept emprunts d'un montant total de 2 042 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 2022 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2022, EDF a signé 4 nouvelles lignes de crédit pour un montant de 2 600 millions d'euros, dont 2 000 millions avec la banque BNP. Par ailleurs, 4 lignes sont arrivées à échéance pour un total de 900 millions d'euros et le solde disponible de la ligne de crédit BEI a été intégralement tiré pour 400 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 051 millions d'euros (13 039 millions d'euros au 31 décembre 2021) incluant 10 053 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	**14 051**	**2 617**	**11 412**	**22**	**13 039**

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 2022

(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	2 597	2 597	-	2 093	504
Titres de dettes	44 541	44 541	2 849	41 542	150
Dérivés de couverture	12 279	12 279	188	12 091	-
Dérivés de transaction	30 566	30 566	882	28 378	1 306
Equivalents de trésorerie	687	687	64	623	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**90 670**	**90 670**	**3 983**	**84 727**	**1 960**
Créances à recevoir du NLF	14 000	14 000	-	14 000	-
Autres prêts et créances financières	2 562	2 562	-	2 562	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**16 562**	**16 562**	**-**	**16 562**	**-**
Dérivés de couverture	17 965	17 965	9	17 913	43
Dérivés de transaction	28 884	28 884	773	27 447	664
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**46 849**	**46 849**	**782**	**45 360**	**707**
Emprunts et dettes financières	96 053	93 264	-	93 264	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**96 053**	**93 264**	**-**	**93 264**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2021

(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	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Equivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**75 555**	**75 555**	**3 046**	**71 451**	**1 058**
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**20 732**	**20 732**	**-**	**20 732**	**-**
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**32 151**	**32 151**	**326**	**31 336**	**489**
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**69 406**	**78 114**	**-**	**78 114**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

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.

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

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, 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.

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, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

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, ainsi que des contrats de matières premières, 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, taux et prix).

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.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies *(foreign currency basis spread)* sur les swaps de taux et de devises *(cross-currency swaps)*

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

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	31/12/2022	31/12/2021
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	12 279	9 910
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(17 965)	(10 124)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	30 566	20 061
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(28 884)	(22 027)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		**1 682**	**(1 966)**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	1 138	3 613
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 638	407
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(8 462)	(4 234)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(28)	(27)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(217)	(45)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	1 927	(1 894)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**1 682**	**(1 966)**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(1 385)	3 148
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		3 409	614
Sous-total	19.2	**2 024**	**3 762**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(1 091)	(492)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(6 959)	(3 564)
Sous-total		**(8 050)**	**(4 056)**
Couverture de situations nettes à l'étranger		173	94
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		93	(14)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides		74	-
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**

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'intérêts (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 :

	Notionnel au 31/12/2022				Notionnel au 31/12/2021	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2022	31/12/2021
Achats de CAP	8	30	35	73	-	10	-
Opérations sur taux d'intérêts	8	30	35	73	-	10	-
Payeur fixe/receveur variable	515	5 059	5 704	11 278	5 904	1 807	264
Payeur variable/receveur fixe	779	6 536	14 732	22 047	20 989	(1 713)	2 976
Variable/variable	800	604	1 266	2 670	2 434	76	69
Fixe/fixe	-	1 921	7 271	9 192	9 366	958	304
Swaps de taux	2 094	14 120	28 973	45 187	38 693	1 128	3 613
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 102**	**14 150**	**29 008**	**45 260**	**38 693**	**1 138**	**3 613**
Achats d'options	-	-	552	552	518	(22)	-
Swaps de taux	3 407	5 172	970	9 549	1 006	(6)	(27)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**3 407**	**5 172**	**1 522**	**10 101**	**1 524**	**(28)**	**(27)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 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. A 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 2022 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2022 < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Notionnel à livrer au 31/12/2022 < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur 31/12/2022
Change à terme	4 451	1 010	-	5 461	4 405	964	-	5 369	87
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 632	25 257	8 992	14 720	48 969	1 531
Options	-	1 693	-	1 693	-	1 828	-	1 828	20
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**30 133**	**12 006**	**15 647**	**57 786**	**29 662**	**11 784**	**14 720**	**56 166**	**1 638**
Change à terme	9 979	6 281	25	16 285	9 940	6 131	23	16 094	149
Swaps	22 274	7 457	231	29 962	22 484	7 694	225	30 403	(366)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**32 253**	**13 738**	**256**	**46 247**	**32 424**	**13 825**	**248**	**46 497**	**(217)**

Au 31 décembre 2021 :

(en millions en euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2021 < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Notionnel à livrer au 31/12/2021 < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur 31/12/2021
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**27 225**	**7 277**	**17 195**	**51 697**	**27 191**	**7 053**	**16 921**	**51 165**	**407**
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**31 732**	**11 890**	**263**	**43 885**	**31 792**	**11 820**	**257**	**43 869**	**(44)**

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 CO_2, 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	31/12/2022 Notionnels nets < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	31/12/2021 Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(1)	17	-	16	(3 619)	(31)	(3 808)
Gaz	Millions de therms	1 137	(864)	-	273	(4 999)	943	(925)
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 263	6 781	-	12 044	96	14 097	166
CO2	Milliers de tonnes	2 490	1 646	-	4 136	60	7 224	333
Autres matières premières		-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**(8 462)**	-	**(4 234)**

Au 31 décembre 2022, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (8,5) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du spread prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité, compte tenu de la hausse des prix des commodités observée en 2022.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2022 et 2021, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France - Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2022 Notionnels nets	31/12/2022 Juste valeur	31/12/2021 Notionnels nets	31/12/2021 Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(13)	(1 090)	(111)	(1 719)
Gaz	Millions de therms	(2 497)	2 990	47 423	630
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 065	46	6 812	17
CO2	Milliers de tonnes	(1 417)	(28)	(7 880)	(628)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	15	-	(48)
Autres matières premières		-	(6)	-	(146)
INSTRUMENTS DERIVES DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIERES PREMIERES			**1 927**		**(1 894)**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

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 :

(en millions d'euros)	2022 Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres[1]	2022 Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage[2]	2022 Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	2021 Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres[1]	2021 Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage[2]	2021 Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux[4]	392	-	(1)	(98)	-	-
Couverture de change	2 653	598	92	2 684	720	(38)
Couverture d'investissement net à l'étranger	308	-	-	(1 078)	(405)	-
Couverture de matières premières	(9 002)	(3 131)	(2)	(7 356)	(2 198)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE[3]	**(5 649)**	**(2 533)**	**89**	**(5 848)**	**(1 883)**	**(40)**

[1] +/ (-) : augmentation/ (diminution) des capitaux propres part du Groupe.
[2] +/ (-) : augmentation/ (diminution) du résultat part du Groupe.
[3] Hors entreprises associées et coentreprises.
[4] *Au 31 décembre 2022, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour + 155 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).*

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 116) millions d'euros en 2022 (et de (3 965) millions d'euros en 2021).

Elle s'explique en 2022 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de + 308 millions d'euros (montant de (673) millions d'euros en 2021), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 579) millions d'euros (montant de (3 292) millions d'euros en 2021) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les swaps de taux et de devises (*cross-currency swaps*) pour un montant de + 155 millions d'euros en 2022 – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2022 pour (3 131) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de gaz pour (1 794) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- d'électricité pour (1 218) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (119) millions d'euros.

6

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 2022

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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
Juste valeur des dérivés – actif	42 845	4 493	76 159	(37 807)	38 352	(3 548)	(7 289)	27 515
Juste valeur des dérivés – passif	(46 849)	(5 533)	(79 123)	37 807	(41 316)	3 548	7 503	(30 265)

Au 31 décembre 2021

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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
Juste valeur des dérivés – actif	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

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 2022

		2022			
(en millions d'euros)	*Notes*	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					**(17 940)**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	*8.3*	**3 160**	**(822)**	**(12)**	**2 326**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*6*	**849**	**(227)**	**-**	**622**
Pertes de valeur		**1 905**	**(132)**	**(478)**	**1 295**
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles [2]	*10.8.1 et 10.8.2*	*1 762*	*(121)*	*(478)*	*1 163*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises [3]	*12.3*	*143*	*(11)*	*-*	*132*
Autres éléments		**858**	**181**	**(4)**	**1 035**
- dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*687*	*(141)*	*(4)*	*542*
- dont provisions sur risques financiers sur participation		*187*	*-*	*-*	*187*
- dont charges sur contentieux fiscaux		*-*	*322*	*-*	*322*
- autres		*(16)*	*-*	*-*	*(16)*
RÉSULTAT NET COURANT					**(12 662)**

[1] Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

[2] En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros, la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (129) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (120) millions d'euros.

[3] En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (139) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à (12 662) millions d'euros à fin décembre 2022, en baisse de (173 79) millions d'euros par rapport à 2021.

Au 31 décembre 2021

		2021			
(en millions d'euros)	**Notes**	**Brut**	**Impôts**	**Part des minoritaires**	**Résultat net part du Groupe**
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	8.3	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	6	215	(66)	-	149
Pertes de valeur [2]		872	(177)	(87)	608
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	*10.8.1 et 10.8.2*	*653*	*(177)*	*(87)*	*389*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	*12.3*	*219*	-	-	*219*
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
- dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*1 123*	*(220)*	*(30)*	*873*
- dont réévaluation fiscale des actifs en Italie		-	*(103)*	-	*(103)*
- dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni	*9.2*	-	*359*	-	*359*
- dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis	*9.2*	-	*(191)*	-	*(191)*
- autres		*(69)*	*3*	-	*(66)*
RÉSULTAT NET COURANT					**4 717**

[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 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

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**	**31/12/2022**	**31/12/2021**
Emprunts et dettes financières	*18.3.2*	96 053	69 406
Dérivés de couvertures des dettes	*18.7.1*	(2 024)	(3 762)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	(10 948)	(9 919)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	*18.1.2*	(18 507)	(12 737)
Dérivés de couvertures des actifs liquides	*18.7.1*	(74)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**64 500**	**42 988**

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 64 500 millions d'euros à fin décembre 2022 contre 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021).

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers

Introduction et contexte

En cohérence avec sa **raison d'être, « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants »** et sa stratégie CAP2030, le Groupe a défini 16 engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ils sont construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable et sont déclinés dans les métiers ainsi que dans les projets d'investissement à l'aide d'une grille d'évaluation.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont également pilotés et suivis par plusieurs instances de gouvernance, sous l'égide du Conseil d'administration (voir section 3.5.2 du Document d'Enregistrement Universel 2022 Instances de gouvernance de la RSE).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »**, s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaire et gaz publié le 2 février 2022 et applicable dès l'exercice 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022. La note 20.4 mentionne le montant des CAPEX alignés avec la Taxonomie.

6 ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2022

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au climat et au développement durable, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO_2, CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux droits d'émission de gaz à effet de serre, aux Certificats d'énergie renouvelables et aux Certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaires et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions et passifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; - aux dispositifs environnementaux ; - à des litiges environnementaux.
Evaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.8 « Pertes de valeur / reprise »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.4 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : Green bonds, Social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat - voir notes 20.4 et 20.5	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, 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 scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier…). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 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.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'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'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)[1]. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, en juillet 2021 un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a rehaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU - ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

Dispositif britannique (UK-ETS)

Depuis le Brexit, le Royaume-Uni a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO_2

Les droits d'émission 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.

D'autre part, à chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. 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.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (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. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

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 sites de production d'énergies renouvelables à 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'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF 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 2022, une provision de 1 117 millions d'euros (1 156 millions d'euros en 2021) 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.

Traitement comptable applicable aux Certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur 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 » ;

Par ailleurs, 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 au 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.

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 législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

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 achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Après avoir rempli son obligation CEE au titre de la 4ème période du dispositif (2018 - 2021), EDF est entré dans la 5e période du dispositif qui a débuté le 1er janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025. Cette 5ème période est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation.

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 en 2022 la réalisation de 192 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de Certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, 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.

Traitement comptable des Certificats d'économie d'énergie

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'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie réalisées délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

6

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Ces provisions concernent principalement, celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. 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 note 15 pour EDF SA et EDF Energy.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui 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). Au 31 décembre 2022, ces provisions s'élèvent à 1 926 millions d'euros (1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 17.3.5 qui font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay 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 lesquels 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. Comme indiqué en note 10.8, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1.2). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (sans changement par rapport au 31 décembre 2021) dont 3,6 milliards d'euros en France et 1,0 milliard d'euros en Italie.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC, charbon) d'une valeur nette comptable de 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022 (1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021) a représenté en 2022 environ 3,57 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui a été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0.6 GW) a été fermée le 1er avril 2021 et la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

Dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul (d'une valeur nette comptable de 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au biofioul.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MW à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et 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 qui devraient respectivement être mises en service en 2023.

20.3 Financement durable

20.3.1 *Green Bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à sept émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 9,96 milliards d'euros. Le cadre de financement (*Green Bond Framework*) visait la construction de nouveaux projets éoliens et solaires, des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, des projets d'efficacité énergétique et des projets de préservation de la biodiversité.

En juillet 2022, le Groupe a réalisé la 4ème évolution de son *Green Bond Framework* devenant un *Green Financing Framework*, couvrant l'intégralité de ses financements « verts ». Les projets éligibles doivent respecter les critères de la Taxonomie européenne. Son champ d'application intègre les catégories précédemment éligibles auxquelles s'ajoutent deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. En outre, EDF s'est engagé à communiquer avant toute émission si le produit d'une émission est destinée à financer le nucléaire. Dans ce cadre, le 5 octobre 2022 le Groupe a procédé à l'émission d'une tranche de 1,25 milliard d'euros pour financer des activités de réseaux de distribution.

Par ailleurs, ce *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2022). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 *Social Bonds* (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans le *Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond* Framework aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêt bilatéral vert

Le 18 novembre 2022, EDF a signé un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros en cohérence avec le *Green Financing Framework* d'EDF avec CACIB. Il s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. Ses fonds seront dédiés au financement de la maintenance du parc permettant la poursuite d'une production d'une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO_2 par kWh sur le cycle de vie[1].

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Le groupe EDF dispose de 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables ainsi que deux crédits syndiqués indexés sur les performances du Groupe en matière de développement durable, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement, dont :

- un crédit syndiqué « vert » de 4 milliards d'euros avec plus de 20 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux ;
- une facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de quatre KPI axés sur une transition juste et inclusive d'EDF ;

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-edf

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

- 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2022, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères ESG non tirées (y compris les facilités de crédit syndiqué) représentent plus de 10,05 milliards d'euros, soit 72 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2022, le Groupe respecte des indicateurs fixés.

20.4 Investissements décarbonés

En 2022, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 19,2 milliards d'euros composé pour 18,3 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,9 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2021), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (50 % en 2021). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2022 sont de 66 % (contre 44 % au 31 décembre 2021 publié et 63 % en proforma au 31 décembre 2021, intégrant les effets de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz), incluant notamment les investissements dans le nucléaire en France, dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien), les installations hydrauliques et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022).

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale 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 et de la mobilité lourde.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (33,9 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2022), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, 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.

En 2022, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps.

En ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en demandant la mise en place d'un bilan carbone et un suivi de l'empreinte environnementale des entreprises du portefeuille.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.1 Dépenses de 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 2022, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 649 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 473 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison.

En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets 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, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, 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.

Par ailleurs, le Chantier CAP 2030 Thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer pour chaque parc thermique du Groupe une stratégie de décarbonation des actifs existants et de développement pour les nouveaux actifs décarbonés avec une feuille de route pour garantir la mise à disposition de tels moyens de production thermique décarbonés au moment voulu, et donc la maîtrise des technologies et compétences afférentes. Dans ce cadre l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe.

20.5.2 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

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2022 plus de 66 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 »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 107 millions d'euros (hors subventions reçues). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

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 2022, 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 1 755 salariés d'EDF SA de bénéficier de 19 061 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 des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 66 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat », la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 a été dépassé.

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. A fin 2022, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà à électrique à plus de 22,6 % (plus de 10 300 véhicules électriques, soit plus de 2 500 véhicules électriques de plus qu'à fin 2021). A 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 des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2022, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente, pour leurs flottes respectives, 10 % des critères d'intéressement d'EDF SA et d'Enedis.

20.5.3 Dépenses pour l'adaptation des actifs du Groupe aux changements climatiques

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment règlementaires ou en lien avec des prescriptions de l'autorité de sûreté, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2022. 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*	31/12/2022	31/12/2021
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	*21.1.1*	61 990	54 268
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	*21.1.2*	16 900	16 996
Engagements donnés liés aux opérations de financement	*21.1.3*	6 345	5 837
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**85 235**	**77 101**

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)	31/12/2022	31/12/2021
Engagements d'achats de combustible et d'énergie[1]	43 863	37 908
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 456	16 047
Engagements de location en tant que preneur	671	313
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**61 990**	**54 268**

[1] 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 2022, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2022					31/12/2021
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés[1]	30 085	5 702	9 626	5 815	8 942	24 557
Achats d'autres énergies et de matières premières[2]	362	118	132	112	-	346
Achats de combustible nucléaire	13 416	1 944	5 710	4 771	991	13 005
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**43 863**	**7 764**	**15 468**	**10 698**	**9 933**	**37 908**

[1] Il n'y a plus d'engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises au 31 décembre 2022 (487 millions d'euros au 31 décembre 2021).
[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 au 31 décembre 2022 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. 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.

L'évolution sur l'année s'explique principalement par la hausse de 3 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de la hausse des prix de l'électricité projetée pour les 10 prochaines années. Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF, Enedis et Luminus s'expliquent par la prolongation de certains contrats et la forte hausse des prix de l'énergie.

D'autre part, 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 se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

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 combustible biomasse, utilisées 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 2022, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	124	12	48	64	137
EDF	56	4	12	40	23

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume pour 2023 de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 5 et 22 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Certains de 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.

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 regazéfication 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 regazéfication 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 depuis 2018.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 648	3 259	3 711	2 678	8 693
Engagements sur achats d'exploitation[1]	7 611	4 294	2 685	632	7 173
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	197	67	100	30	181
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'ÉXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION[2]	**17 456**	**7 620**	**6 496**	**3 340**	**16 047**

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 2022 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison de nouvelles garanties dans le cadre de son activité.

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)	31/12/2022	31/12/2021
EDF Renouvelables	3 252	3 024
Edison	2 373	1 882
EDF	1 314	1 228
Framatome	1 111	1 087
EDF Energy	622	571
Autres entités	976	901
TOTAL	**9 648**	**8 693**

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	3 399	3 360
Framatome	1 493	1 399
Enedis	896	794
EDF Renouvelables	450	544
EDF Energy	317	381
Autres entités	1 056	695
TOTAL	**7 611**	**7 173**

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**671**	**49**	**248**	**374**	**313**

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 2022 s'établit à 83 millions d'euros (204 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- 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 2022 s'établit à 588 millions d'euros (109 millions d'euros au 31 décembre 2021).

6

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 867	10 411	5 013	443	15 905
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	864	12	751	101	929
Autres engagements donnés liés aux investissements	169	165	4	-	162
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT[1]	**16 900**	**10 588**	**5 768**	**544**	**16 996**

[1] Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 183 millions d'euros au 31 décembre 2022 (194 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	4 041	4 109
EDF Energy	5 179	6 346
Enedis	2 956	2 568
EDF Renouvelables	2 050	1 431
Framatome	666	520
Autres entités	975	931
TOTAL	**15 867**	**15 905**

Les engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels restent stables. La hausse des engagements d'EDF Renouvelables (augmentation des commandes principalement aux États-Unis et au Brésil, partiellement compensée par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment au Canada) et dans une moindre mesure d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liés à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) est compensée par une baisse des engagements d'EDF Energy (avancement du projet HPC combiné à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition par Framatome de la captive d'assurance Foyer au premier semestre 2022.

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 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) 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 2022, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2022 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de l'exploitation d'un 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 2022 sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 616	1 321	421	1 874	3 986
Garanties financières données	1 587	33	996	558	1 265
Autres engagements donnés liés au financement	1 142	1 034	28	80	586
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT[1]	**6 345**	**2 388**	**1 445**	**2 512**	**5 837**

[1] Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et Jera.

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.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

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*	31/12/2022	31/12/2021
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation[1]	*21.2.1*	8 916	9 065
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	*21.2.2*	317	609
Engagements reçus liés aux opérations de financement[2]	*21.2.3*	22	18
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		**9 255**	**9 692**

[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 2022 sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	509	100	202	207	661
Engagements sur ventes d'exploitation	6 348	1 743	3 298	1 307	6 360
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 998	1 241	230	527	1 991
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	19	27	15	53
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**8 916**	**3 103**	**3 757**	**2 056**	**9 065**

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2022, le Groupe bénéficie à hauteur de 509 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) 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 Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec 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 NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020 (voir note 5.1.1).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	317	235	35	47	609

La diminution des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par l'échéance au début de l'année 2022 d'une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	3	13	6	18

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 :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État[1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Chiffre d'affaires	933	797	-	-	2 709	2 501	3 642	3 298
Achats d'énergie	2 279	4 196	2	2	2 895	2 441	5 176	6 639
Achats externes	13	16	7	7	206	343	226	366
Actifs financiers	135	160	-	-	-	-	135	160
Autres actifs	2 195	844	-	-	560	630	2 755	1 474
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	441	1 367	1	1	558	623	1 000	1 991

[1] *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) 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 de participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

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 ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

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.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. A terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

ENGIE a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. A défaut ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

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 et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

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 2022 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,5 millions d'euros en 2022 (18,6 millions d'euros en 2021 ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2019-2021). 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.

6

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux mentionnés dans la note 2 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 2022 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 022	26,7	2 928	14,2
Entités contrôlées[1]	6 531	57,7	15 464	75,2
Sous-total	**9 553**	**84,4**	**18 392**	**89,4**
Services autres que la certification des comptes[2]				
EDF	1 480	13,0	678	3,3
Entités contrôlées[1]	292	2,6	1 508	7,3
Sous-total	**1 772**	**15,6**	**2 187**	**10,6**
TOTAL	**11 325**	**100**	**20 579**	**100**

[1]Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.
[2]Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2021

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 2021 :

(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	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées[1]	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	**7 873**	**77,2**	**17 218**	**93,2**
Services autres que la certification des comptes[2]				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées[1]	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	**2 325**	**22,8**	**1 255**	**6,8**
TOTAL	**10 198**	**100**	**18 473**	**100**

[1]Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.
[2]Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2022

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.

Note 1 Principes et méthodes comptables 495
1.1 Référentiel comptable 495
1.2 Jugements et estimations de la Direction 495

Note 2 Évènements et transactions significatifs 496
2.1 Développement dans le nucléaire 496
2.2 Opérations de financement 498

Note 3 Chiffre d'affaires 500
3.1 Évolutions réglementaires en France 501
3.2 Composition du chiffre d'affaires 504

Note 4 Subventions d'exploitation 504

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations 505

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges 506

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 507

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés 507

Note 9 Charges de personnel 508

Note 10 Dotations aux amortissements 508

Note 11 Résultat financier 509

Note 12 Résultat exceptionnel 509

Note 13 Impôt sur les bénéfices 510
13.1 Groupe fiscal 510
13.2 Impôt sur les sociétés 510
13.3 Situation fiscale différée et latente 510

Note 14 Immobilisations incorporelles 511
14.1 Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période 511

Note 15 Immobilisations corporelles 512
15.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France 514
15.2 Durées d'amortissement des centrales à charbon en France 514
15.3 Test de perte de valeur des actifs 515

Note 16 Immobilisations financières 515
16.1 Variations des immobilisations financières 516
16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 517
16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 518
16.4 Relations avec les filiales 518
16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 519
16.6 Actions propres 519
16.7 Créances de l'actif immobilisé 519

Note 17 Stocks et en-cours 519

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités 521

Note 19 Valeurs mobilières de placement 521

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 522

Note 21 Écarts de conversion-actif 522

Note 22 Variations des capitaux propres 523
22.1 Capital social 523
22.2 Distributions de dividendes 523
22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 524

Note 23 Autres fonds propres 524

Note 24 Passifs spécifiques des concessions 525

Note 25 Provisions pour risques 526

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 527
26.1 Provisions pour gestion du combustible usé 528
26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 529
26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 531
26.4 Provisions pour derniers cœurs 534
26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 535
26.6 Actifs dédiés 537

Note 27 Autres provisions pour déconstruction 539

Note 28 Provisions pour avantages du personnel 540
28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 542
28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 542
28.3 Actifs de couverture 543
28.4 Hypothèses actuarielles 543

Note 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels 544
29.1 Provisions pour autres charges 544
29.2 Passifs éventuels 544

Note 30 Dettes 546

6

6 ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2022

Note 31 Dettes financières 547

31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 548

31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 548

Note 32 Écarts de conversion-passif 548

Note 33 Instruments financiers 549

33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières 550

33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat 551

33.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 551

Note 34 Autres engagements et opérations hors bilan 551

34.1 Engagements donnés 552

34.2 Engagements reçus 552

34.3 Autres natures d'engagements 552

Note 35 Informations concernant les entreprises et parties liées 553

35.1 Relations avec l'état et les sociétés participations de l'État 553

Note 36 Rémunération des mandataires sociaux 554

Note 37 Évènements postérieurs à la clôture 554

37.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling 554

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2022		2021	
Chiffre d'affaires	3		87 129		53 001
Chiffre d'affaires en France		50 374		37 564	
Chiffre d'affaires à l'étranger		36 755		15 437	
Production stockée et immobilisée			1 520		1 439
Subventions d'exploitation	4		883		5 554
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5		6 491		3 649
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6		3 552		1 100
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION			99 575		64 743
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7		106 080		43 528
Achats consommés de combustibles		9 059		4 422	
Achats d'énergie		78 202		21 752	
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 819		17 354	
Impôts, taxes et versements assimilés	8		1 974		2 254
Charges de personnel	9		6 615		6 407
Dotations d'exploitation			10 307		7 507
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 490		4 363	
Dotations aux provisions et dépréciations	5	5 817		3 144	
Autres charges d'exploitation	6		2 661		2 480
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION			127 637		62 176
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)			(28 062)		2 567
III QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN			-		-
IV RÉSULTAT FINANCIER	11		(3 269)		(1 465)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)			(31 331)		1 102
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	12		536		1 765
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	13		147		(1 410)
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)			(30 648)		1 457

6 ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2022

Bilan

ACTIF

		31/12/2022			31/12/2021
(en millions d'euros)	Notes	Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	14	3 492	2 167	1 325	1 232
Immobilisations incorporelles en cours	14	1 604	-	1 604	1 370
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	96 851	67 499	29 352	30 961
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	16 394	9 577	6 817	6 686
Immobilisations corporelles en cours	15	22 112	32	22 080	20 783
Participations et créances rattachées		61 525	3 521	58 004	60 265
Titres immobilisés		25 309	1 918	23 391	25 145
Prêts et autres immobilisations financières		34 207	166	34 041	23 683
Immobilisations financières	16	121 041	5 605	115 436	109 093
I TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ		261 494	84 880	176 614	170 125
Stocks et en-cours	17	13 151	318	12 833	10 953
Avances et acomptes versés sur commandes	18	727	2	725	716
Créances d'exploitation	18	26 953	397	26 556	23 816
Valeurs mobilières de placement	19	18 447	730	17 717	10 585
Instruments de trésorerie	18	3 603	-	3 603	2 529
Disponibilités	18-20	6 810	-	6 810	8 397
Charges constatées d'avance	18	1 089	-	1 089	1 015
II TOTAL ACTIF CIRCULANT		70 780	1 447	69 333	58 011
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		217	-	217	226
Primes de remboursement des emprunts (IV)		740	348	392	363
Écarts de conversion – Actif (V)	21	1 906	-	1 906	1 324
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		335 137	86 675	248 462	230 049

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022	31/12/2021
Capital		**1 944**	**1 619**
Primes liées au capital social		**21 868**	**17 952**
Écarts de réévaluation		**692**	**688**
Réserves			
Réserve légale		162	155
Autres réserves		2 976	2 977
Report à nouveau		**8 187**	**8 734**
Résultat de l'exercice		**(30 648)**	**1 457**
Acomptes sur dividendes		**-**	**(947)**
Subventions d'investissement		**218**	**167**
Provisions réglementées		**5 742**	**5 777**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	22	11 141	38 579
Autres fonds propres	23	**11 972**	**12 857**
Passifs spécifiques des concessions	24	**2 430**	**2 320**
TOTAL I FONDS PROPRES		25 543	53 756
Provisions pour risques	25	**1 913**	**2 904**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coeurs)	26	43 382	46 442
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	987	770
Provisions pour avantages du personnel	28	12 092	11 867
Provisions pour autres charges	29	1 691	1 424
Provisions pour charges		**58 152**	**60 503**
TOTAL II PROVISIONS		60 065	63 407
Dettes financières	30-31	**92 513**	**57 498**
Avances et acomptes reçus	30	**8 164**	**7 499**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	30	**54 219**	**40 315**
Instruments de trésorerie	30	**4 434**	**4 239**
Produits constatés d'avance	30	**2 949**	**3 075**
TOTAL III DETTES	30	162 279	112 626
Écarts de conversion – Passif (IV)	32	**575**	**260**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		248 462	230 049

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		*Notes*	2022	2021
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			(30 795)	2 867
Amortissements et provisions			8 005	6 414
Plus ou moins-values de cessions			5	(683)
Produits et charges financiers			(1 620)	(1 401)
Variation du besoin en fonds de roulement [(1)]			6 366	3 128
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**(18 039)**	**10 325**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus [(2)]			1 945	1 154
Impôts sur le résultat payés			(179)	(1 954)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	*(A)*		**(16 273)**	**9 525**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(6 105)	(5 726)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			12	11
Variation d'actifs financiers [(3)]			(19 089)	(5 438)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	*(B)*		**(25 182)**	**(11 153)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements [(4)]			51 074	7 952
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [(4)]			(20 673)	(5 918)
Dividendes versés		22	(72)	(84)
Augmentation des fonds propres [(5)]		22	3 251	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		23	1 000	1 240
Dépôts et cautionnements		31	3 600	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			6	5
Subventions d'investissement reçues [(6)]		22	62	14
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	*(C)*		**38 248**	**3 209**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	*(A)+(B)+(C)*		**(3 207)**	**1 581**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [(8)]		*20*	**1 561**	**(256)**
Incidence des variations de change			132	(80)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			48	35
Autres [(7)]			-	281
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [(8)]		*20*	**(1 466)**	**1 561**

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2022 s'explique principalement par un excédent de compensation de CSPE pour EDF pour 5 780 millions d'euros conduisant à constater une dette de CSPE au 31 décembre 2022 pour un montant de 6 074 millions d'euros (voir note 30 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique notamment par la hausse des dividendes reçus en 2022 par rapport à 2021 (voir note 11).

(3) La variation d'actifs financiers s'explique principalement par la hausse du portefeuille d'obligations (voir note 19) et par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 16).

(4) Sur l'exercice, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 23 986 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour un montant de (16 417) 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 augmentation de 20 798 millions d'euros, s'expliquant notamment par des lignes de crédit bilatérales conclues sur l'exercice 2022 pour un montant de 15,4 milliards d'euros (dont 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yens) (voir note 2.2.2, note 2.2.5 et note 2.2.6) ainsi que l'octroi de lignes de crédit accordées par la BEI à EDF pour un montant de 800 millions d'euros en nominal (voir note 2.2.3). Par ailleurs, la variation inclut 2 757 millions d'euros d'émissions de TCN nettes de remboursements (voir note 31 renvoi (3)).

(5) L'évolution des fonds propres concerne l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription en date du 7 avril 2022, s'étant traduite par une hausse du capital social de 249 millions d'euros et par une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, ainsi que l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription en date du 25 juillet 2022 conduisant à une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et à une prime d'émission de 94 millions d'euros.

(6) En décembre 2022, une subvention de 50 millions d'euros prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. EDF a encaissé cette subvention à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice.

(7) Le poste « Autres » au 31 décembre 2021 d'un montant de 281 millions d'euros concernait le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés (précédemment compensées avec les positions créditrices afin de présenter une position nette d'ensemble au bilan). Au sein du TFT, les positions créditrices relatives aux appels de marge sur dérivés sont présentées au niveau des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement ».

(8) 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 20.

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France (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.

Les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

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 de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2021 et tiennent compte de l'évolution relative à la réforme des taux interbancaires de référence.

Cette réforme est applicable depuis le 1er janvier 2021. Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes sociaux au 31 décembre 2021 en note 1.1.

Dans le cadre de son adhésion au protocole *ISDA Fallback* au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

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 existant 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.

S'agissant des impacts de la guerre en Ukraine, EDF a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. La Société a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long terme. EDF n'a pas de contrat long terme de gaz avec des compagnies russes. Elle n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé.

Les impacts indirects sont en revanche significatifs sur les états financiers : augmentation des prix de marché et de la volatilité, tensions sur les chaînes d'approvisionnement, contribution aux effets d'inflation (matériels, composants…), impact sur les marchés financiers (affectant notamment la valorisation des actifs dédiés).

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.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

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 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs, la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récente, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de couplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers 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 réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

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, 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 et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/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 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite 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 2022 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 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 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

Note 2 Évènements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1er semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un troisième lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021, un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur, EDF a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3 le 12 janvier 2022. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et le nettoyage de la cuve réacteur et l'essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, à la suite de l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022.

L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1er trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du 1er semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées).

Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. À la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1er trimestre 2023.

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1er trimestre 2024 [1]. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros [2].

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD) [3] de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. À 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes, dans sa phase de préexploitation :

- le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville ;
- les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

2.1.2 Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1300 MW.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900 MW, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

2.1.3 Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1 300-P'4.

(1) Voir communiqué de presse du 16 décembre 2022.
(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(3) Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023 :

- Concernant les réacteurs du palier N4 : les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et de Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1 ;
- Concernant les réacteurs du palier 1 300-P'4 actuellement à l'arrêt : les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA pour l'ensemble des réacteurs 1 300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire. Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275-285 TWh (voir note 7 renvoi (2)). La production nucléaire définitive s'est établie à 279 MWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

2.1.4 Signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et General Electric (GE) ont signé le 4 novembre 2022 un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactors*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactors*).

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022.

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après la levée des conditions suspensives habituelles dont l'obtention des autorisations réglementaires requises.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Augmentation de capital EDF

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 915 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital et détient 83,88 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital.

2.2.2 EDF conclut des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards d'USD

EDF a conclu en mars 2022, des lignes de crédit bilatérales pour un montant total de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards d'USD. Ces lignes ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces financements ont été conclus auprès de 12 banques.

Cette opération permet d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

L'ensemble des lignes de crédit a été tiré sur le premier semestre (voir note 31 renvoi (2)). Les lignes de crédit euros ont été tirées en mars et en avril, elles sont à échéance mars 2025 et portent intérêt basé sur l'Euribor 3 mois. Les lignes de crédit USD ont été tirées en avril et en mai 2022 et sont à échéance mars ou avril 2025. Elles portent intérêt basé sur le SOFR CMP LOOKBACK (- 5BD) (SOFR composé à terme échu avec une période d'observation décalée de cinq jours ouvrables).

2.2.3 Signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros entre edf et la Banque Européenne d'Investissement (BEI)

EDF et la BEI ont signé un contrat de prêt de 800 millions d'euros destinés à financer en partie les investissements de sa filiale Enedis, gestionnaire du réseau électrique, gérée en toute indépendance de gestion, pour le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des bornes de recharge de véhicules électriques en France métropolitaine sur la période 2022-2024.

Cette opération se traduit au 31 décembre 2022 par l'octroi à EDF de lignes de crédit de 800 millions d'euros (voir note 31 renvoi (2)) intégralement tirées par Enedis.

2.2.4 Émission d'obligations senior multi-tranches, dont une verte, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros

EDF a lancé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- obligation Verte de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 %.

Un montant égal au produit net de l'Obligation Verte sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022.

Le règlement-livraison est intervenu le 12 octobre 2022, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.5 Signature d'un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France

EDF et Crédit Agricole CIB ont annoncé, le 18 novembre 2022, la signature d'un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France.

Avec cette opération, EDF et Crédit Agricole CIB signent la première transaction dont les fonds seront entièrement dédiés aux investissements réalisés pour l'activité nucléaire. Il s'agit d'une première mondiale dans le domaine de la transition énergétique. Le prêt s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans ;

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

Le parc nucléaire français produit une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO_2 par kWh sur le cycle de vie, selon une étude [1] publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants.

Le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO_2 (source ENERDATA [2]). De plus, le Groupe a pris dès 2018 l'engagement de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 et s'est fixé des objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 avec un jalon en 2023, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Ces objectifs ont été validés dans une trajectoire « *Well Below 2°C* » par l'initiative Science Based Targets.

Cette transaction est conforme au *Green Financing Framework* d'EDF de juillet 2022, qui a fait l'objet d'une seconde opinion indépendante de la part de CICERO Shades of Green, et elle est en ligne avec les meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la Loan Syndications and Trading Association).

Outre les bénéfices importants pour la lutte contre le changement climatique, cet accord souligne l'intérêt du groupe Crédit Agricole pour les projets d'EDF aux fortes retombées économiques dans les territoires français.

Au 31 décembre 2022, ce prêt a été intégralement tiré (voir note 31 renvoi (2)).

2.2.6 EDF conclut des financements bancaires supplémentaires pour 2,1 milliards d'euros

EDF a conclu le 28 novembre des prêts bilatéraux à terme pour un montant total de 2,1 milliards d'euros [3] (voir note 31 renvoi (2)).

Ces facilités ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces prêts ont été conclus avec un groupe de 6 banques et ont été tirés en décembre 2022.

Cette opération, ainsi que le prêt vert d'un milliard d'euros conclu avec CACIB et entièrement tiré au 31 octobre 2022, permet également d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

2.2.7 Émission obligataire hybride pour un montant nominal de 1 milliard d'euros et intention d'exercer une option de remboursement des obligations hybrides USD en circulation

EDF a lancé, le 30 novembre 2022, une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société (voir note 23).

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des nouveaux titres au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, elles peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole*. Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'obligations hybrides USD [4]. EDF réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg (voir note 23).

2.2.8 Plan d'actionnariat salarié « ORS 2022 » par augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

L'opération s'est traduite par une augmentation de capital de 9 millions d'euros et par une prime d'émission de 94 millions d'euros pour EDF avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022 (voir note 22.1).

Cette opération s'est traduite par la comptabilisation en charges de personnel d'un montant de 11 millions d'euros relatif au coût de l'abondement.

2.2.9 Offre publique d'achat simplifiée

Le 4 octobre 2022, l'État français, actionnaire majoritaire d'EDF (« la Société ») détenant seul ou de concert 83,69 % du capital et 89,24 % des droits de vote théoriques de la Société, a déposé, auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), un projet d'Offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant l'ensemble des actions et des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF non détenues à ce jour.

Conformément aux articles 233-1 et suivants du règlement général de l'AMF, l'Offre est réalisée suivant la procédure simplifiée et ne sera pas rouverte à la suite de la publication du résultat de l'Offre.

Le 27 octobre 2022, le Conseil d'administration d'EDF, s'appuyant notamment sur les travaux et recommandations du comité *ad hoc* constitué en interne et sur les conclusions du cabinet Finexsi, désigné en qualité d'expert indépendant, a rendu un avis motivé favorable sur l'Offre.

Le 22 novembre 2022, l'AMF a déclaré conforme l'Offre initiée par l'État français, qui propose aux actionnaires et aux porteurs d'OCEANEs de la Société d'acquérir au prix de 12,00 euros par action et de 15,52 euros par OCEANE l'intégralité des actions et OCEANEs apportées à l'Offre, ouverte à compter du 24 novembre 2022.

Par ailleurs, et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, l'ouverture de l'Offre déclarée conforme par l'AMF a entraîné un ajustement du ratio d'attribution d'actions EDF pendant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique (cf. note 22.3).

Le 7 décembre 2022, l'AMF a prolongé la durée de l'Offre Publique, sans donner de nouvelle date de fin de l'opération, pour donner suite à un recours déposé devant la Cour d'appel de Paris le 2 décembre 2022 par les actionnaires minoritaires du Groupe dans le but de faire annuler l'avis de conformité de l'Offre, accompagné d'une demande de sursis à exécution de celle-ci.

Dans un communiqué publié le 20 janvier 2023, le ministère de l'Économie a indiqué que l'État français avait franchi le 19 janvier 2023 le seuil de 90 % du capital et des droits de vote théoriques de la société EDF.

Le 25 janvier 2023, l'AMF a annoncé que l'Offre serait clôturée provisoirement le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État envers les requérants, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel, qui doit trancher sur le fond de l'affaire au plus tard le 2 mai 2023.

Malgré le franchissement de ce seuil, l'État a pris l'engagement de ne pas mettre en place le retrait obligatoire avant que la Cour d'appel ne rende son jugement sur la validité de la décision d'agrément de l'AMF.

Le 3 février 2023, l'AMF a clôturé provisoirement l'Offre.

En cas d'arrêt de la Cour d'appel confirmant la décision de conformité de l'AMF, l'Offre sera à nouveau ouverte pendant 10 jours et l'État procédera ensuite au retrait obligatoire. En revanche, en cas d'arrêt de la Cour d'appel annulant ou

(1) Étude disponible ici : https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-des-kwh-nucleaire-des
(2) Source : ENERDATA, 2021.
(3) Dont une partie en yens.
(4) Obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614 000 dollars.

réformant la décision de conformité de l'AMF, l'État s'engage à restituer les titres acquis dans le cadre de l'OPAS aux anciens actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui en feraient la demande. Et, si le prix devait être relevé dans le cadre d'une nouvelle OPAS, l'État s'engage à verser un complément de prix aux actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui n'auraient pas demandé la restitution de leurs titres.

À la suite de la clôture provisoire de l'Offre, l'AMF a publié le 8 février 2023 le résultat de l'Offre initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF. À l'issue de l'Offre, et dans l'attente de la décision de la Cour d'appel susmentionnée, l'État français détient 3 725 111 882 actions EDF, représentant 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote, et 218 616 300 OCEANEs EDF, soit 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation.

Les porteurs d'Obligations ont été informés du résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français visant les actions et les Obligations d'EDF. En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 faisant référence aux modalités des Offres Publiques, la période d'ajustement en cas d'Offre Publique expirera le 1er mars 2023, soit la date suivant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'Offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'Offre Publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique.

Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'Offre Publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Compte de résultat

Note 3 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de 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.

Mécanisme de capacité

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 garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

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 produits 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 est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de 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 : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).
- 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 (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) 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 TRVE 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.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des tarifs réglementés de vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finances du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie les TRVE et le tarif de cession aux Entreprises Locales de Distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1er avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillée ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec l'intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1er février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels, qui serait applicable à compter du 1er août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1er août 2022.

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1er août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

L'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit ainsi que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions motivées de la CRE et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV via la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une

6

créance à hauteur de 1 571 millions d'euros en 2022 (voir note 4 et note 30).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2023.

Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences à apurer du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiels et non résidentiels) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1er février 2023.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 6 Distribution

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, portant décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'est établie à + 0,91 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1er août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant la décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-157 du 9 juin 2022, l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1er août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n° 2022-317 du 1er décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er 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 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.

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 réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition Écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix *(en €/kW)*	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars, 42,5 €/kW en avril, 41,9 €/kW en juin, 41,9 €/kW en septembre, 45 €/kW en octobre et 60 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 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 fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n° 2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour EDF :

1. (i) la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacités) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1er avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
2. (ii) une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF avait annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les 4 arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,20 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définie par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n° 2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose 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.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. 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 (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait 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, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient 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. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Ventes d'énergie*	**83 628**	**50 390**
dont électricité	55 023	42 906
dont gaz	28 605	7 484
Ventes de services et divers	**3 501**	**2 611**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**87 129**	**53 001**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La hausse du chiffre d'affaires électricité est principalement due à l'augmentation du chiffre d'affaires auprès des clients finals, ainsi qu'au dispositif des obligations d'achats.

La hausse du chiffre d'affaires auprès des clients finals (5,2 milliards d'euros) s'explique principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché, y compris l'effet des mesures régulatoires exceptionnelles mises en place pour 2022 :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, en variation, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1er février 2021 (+ 1,93 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,23 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1er août 2021 (+ 1,08 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 0,84 % sur les tarifs bleus non résidentiels) et au 1er février 2022 (+ 24,3 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 23,6 % sur les tarifs bleus non résidentiels), permettant de limiter l'augmentation TTC à 4 % du fait de la baisse de la CSPE ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, les effets prix favorables du fait de la hausse des prix de marché sont diminués à hauteur de (1 805) millions d'euros au titre de la réplication de l'attribution des volumes additionnels d'ARENH dans les offres.

Cet effet prix est largement supérieur à l'effet volume négatif lié au climat et à une moindre consommation observée notamment en fin d'année.

La revente des obligations d'achats est en forte progression de 4,8 milliards d'euros en raison d'un effet volume favorable associé à une forte hausse des prix spot.

Les ventes effectuées sur les marchés via EDF Trading diminuent de façon très significative en volume, du fait de la forte baisse de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, mais elles sont réalisées à des prix très élevés, conduisant à une variation *in fine* modérée par rapport à 2021. À noter que le chiffre d'affaires intègre également les ventes de 19,5 TWh réalisées dans le cadre du dispositif ARENH+ pour 0,9 milliard d'euros (le coût d'achat figurant dans la rubrique « achats de combustibles et d'énergie » à hauteur de 5 milliards d'euros).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est principalement liée à la hausse des volumes vendus à EDF Trading dans un contexte amplifié de poursuite de la hausse des prix de marché en 2022. Le chiffre d'affaires auprès des clients finals progresse de 1,1 milliard d'euros, en raison de la hausse des prix et dans une moindre mesure de la hausse des volumes vendus.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2022	2021
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**883**	**5 554**

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 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario*, les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

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) initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, TICFE, intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/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 cette taxe était 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 est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la taxe soit 1 €/MWh pour les particuliers et à 0,5 €/MWh pour les professionnels.

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, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n° 2022-202)

en date du 13 juillet, la seconde (n° 2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

Fermeture de la centrale 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 ont 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 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.

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. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

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. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation à la suite de l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 4 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le Protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Reprises sur provisions pour risques	*25*	**1 262**	**628**
Dotations aux provisions pour risques	*25*	**(81)**	**(159)**
Sous-total provisions pour risques (1)		**1 181**	**469**
Pensions et obligations assimilées	*28*	809	748
Gestion du combustible nucléaire usé	*26*	849	1 282
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*26*	204	227
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*26*	201	186
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	*27*	53	46
Autres provisions pour charges (2)	*29*	2 803	202
Reprises sur provisions pour charges		**4 919**	**2 691**
Pensions et obligations assimilées	*28*	(835)	(915)
Gestion du combustible nucléaire usé	*26*	(417)	(1 185)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*26*	(128)	(126)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*26*	(273)	(262)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	*27*	(214)	(21)
Autres provisions pour charges (2)	*29*	(3 573)	(245)
Dotations aux provisions pour charges		**(5 440)**	**(2 754)**
Sous-total provisions pour charges		**(521)**	**(63)**
Reprises sur dépréciations		**310**	**330**
Dotations aux dépréciations		**(296)**	**(231)**
Sous-total dépréciations		**14**	**99**
Dotations et reprises sur provisions et dépréciations		**674**	**505**
dont reprises		*6 491*	*3 649*
dont dotations		*(5 817)*	*(3 144)*

(1) Les dotations et reprises de provisions au 31 décembre 2022 portent principalement sur des contrats d'approvisionnement d'énergie.

(2) Les provisions pour autres charges comprenaient au 30 juin 2022 la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'applications (voir note 3.1). Les textes introduisent pour EDF une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,20 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles, en coordination avec la Caisse des Dépôts et Consignation et RTE et sous le contrôle de la CRE. La provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés.

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2022	2021
Autres produits d'exploitation	3 460	1 024
Transferts de charges	92	76
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	3 552	1 100
Autres charges d'exploitation	(2 661)	(2 480)
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**891**	**(1 380)**

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (2 661) millions d'euros en 2022 ((2 480) millions d'euros en 2021) et comprennent notamment les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

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. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

À partir du quatrième trimestre 2021 et sur l'ensemble de l'année 2022, les producteurs d'énergies renouvelables ont bénéficié de la hausse des prix. Ainsi, le mécanisme des compléments de rémunération s'est inversé et s'est traduit par des compléments de rémunération négatifs dus par les producteurs à EDF. Cette tendance s'est vue amplifiée par la mise en œuvre de l'article 38 de la loi de finances rectificative 2022 qui modifie le dispositif de plafonnement existant dans certains contrats pour les montants dus par les producteurs. Dès lors, depuis le 1er janvier 2022, lorsque le tarif de référence contractuel est supérieur à un prix seuil, fixé à 44,78 €/MWh, les producteurs sont intégralement redevables de l'écart entre les recettes marché et les recettes calculées au tarif de référence contractuel. Cette situation explique à hauteur de 2 361 millions d'euros, la hausse observée en 2022 du poste « Autres produits d'exploitation et transferts de charges ».

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'économies 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 des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-24 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 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Mécanisme réglementaire en France

La 4e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5e période.

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficience du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5e période CEE (1er semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5e période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc *versus* 1 770 TWhc initialement, avec + 200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc *versus* 730 TWhc initialement, avec + 400 TWhc sur 2023-2025.

Ainsi, entre la 4e période CEE (2018-2021) et la 5e période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc *versus* 2 133 TWhc).

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2022	2021
Achats consommés de combustibles (1)	9 059	4 422
Achats d'énergie (2)	78 202	21 752
dont électricité	*52 443*	*16 025*
dont gaz	*24 868*	*5 113*
Achats de services et autres achats consommés de biens (3)	18 819	17 354
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**106 080**	**43 528**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. La hausse s'explique principalement par l'augmentation du coût des achats de gaz consommés dans le cadre de la production électrique à partir de CCG.

Ce poste comprend également les droits d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :

- *au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2021) ;*
- *en 2022, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (5 millions de tonnes en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).*

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La hausse des achats d'électricité s'explique principalement par la hausse des volumes d'achats induite par la moindre production nucléaire (voir note 2.1.3) dans un contexte de prix de marché élevés. Par ailleurs, les achats induits par l'attribution complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1) s'élèvent à 5 011 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les achats de gaz progressent sous l'effet conjugué d'une forte hausse des prix et des volumes achetés. La hausse observée concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux et dans une moindre mesure ceux réalisés sur le marché domestique. Ces achats ont par ailleurs été très largement consommés sur l'exercice conduisant à une hausse mesurée des encours de stocks de gaz en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 17 renvoi (1)).

(3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 1 672 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2022, 617 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	180	172
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 123	1 180
Contribution Économique Territoriale*	41	313
Taxes foncières	305	288
Autres impôts et taxes	325	301
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**1 974**	**2 254**

** La diminution de la Contribution Économique Territoriale résulte de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 du fait d'une hausse des achats d'énergie (voir note 7) dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et du coût de rachat des 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1).*

6

Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergies pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la Captation des Rentes Infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, et entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation).

S'agissant d'EDF, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (- 81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2022	2021
Salaires et traitements	3 981	3 720
Charges sociales	2 634	2 687
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 615**	**6 407**

Les charges de personnel intègrent des mesures salariales d'augmentation générale mises en place en 2022 dans un contexte exceptionnel d'inflation. Elles comprennent également 41 millions d'euros (39 millions d'euros sur l'exercice 2021) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

	2022			2021
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 656	28 458	57 114	57 696
Autres	847	3 646	4 493	4 339
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 503**	**32 104**	**61 607**	**62 035**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2022	2021
Sur immobilisations incorporelles	391	332
Sur immobilisations corporelles		
• du domaine propre	3 744	3 687
• du domaine concédé*	328	318
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 463**	**4 337**
Autres dotations aux amortissements	27	26
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 490**	**4 363**

* *Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.*

Note 11 Résultat financier

(en millions d'euros)		2022		2021
Produits financiers de participations [1]		2 429		1 957
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé		876		905
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(1 512)**		**(1 264)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures*	*(1 740)*		*(1 624)*	
• *Autres*	*228*		*360*	
Résultat de change		(173)		(196)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(104)		(239)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(4 785)**		**(2 628)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(419)*		*(292)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires [2]*	*813*		*(2 090)*	
• *Provision sur TIAP actifs dédiés [2]*	*(1 661)*		*(104)*	
• *Dépréciation valeurs mobilières de placement [3]*	*(710)*		*(16)*	
• *Provision sur titres de participation [4]*	*(2 812)*		*3*	
• *Provision pour pertes de change [3]*	*(312)*		*(233)*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*222*		*167*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(3 269)**		**(1 465)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (907 millions d'euros en 2022 et 540 millions d'euros en 2021) ;*
- *Dortgaz (163 millions d'euros en 2022 et 2 millions d'euros en 2021) ;*
- *Manostock (109 millions d'euros en 2022 et 30 millions d'euros en 2021) ;*
- *CTE (179 millions d'euros en 2022 et 130 millions d'euros en 2021) ;*
- *Framatome (61 millions d'euros en 2022 et 37 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF PEI (100 millions d'euros en 2022 et 88 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Invmo (73 millions d'euros en 2022 et 63 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (42 millions d'euros en 2022 et 36 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDEV (49 millions d'euros en 2022 et 87 millions d'euros en 2021) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (98 millions d'euros en 2022 et 183 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Holding SAS détenant EDF Trading (445 millions d'euros en 2022 et 603 millions d'euros en 2021).*

(2) Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. L'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour (1 830) millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 26 renvoi (1)).
Au 31 décembre 2021, la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires de (1 474) millions d'euros était compléte par un effet taux défavorable de (617) millions d'euros.

(3) La variation s'explique par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021.

(4) Au 31 décembre 2022, une provision pour dépréciation concernant les titres de participation EDF International a été comptabilisée à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 16.1 renvoi (4)).

(5) Voir note 25 renvoi (1).

6

Note 12 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2022, le résultat exceptionnel représente un produit net de 536 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 296 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 56 millions d'euros ;
- une reprise de provisions de 135 millions d'euros sur contentieux fiscaux en cours, dont 69 millions au titre des décaissements réalisés en 2022 par EDF concernant les suites du contentieux ouvert sur la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme au titre des exercices 2012-2013 et la période 2016 à 2019. La charge correspondante associée aux décaissements réalisés a fait l'objet d'une comptabilisation en charge d'impôt sur les bénéfices (voir note 13.2). La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience.

Au 31 décembre 2021, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 1 765 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 1 070 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- un produit de 501 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 ;
- une reprise sur provision pour contentieux fiscaux de 459 millions d'euros. Cette reprise de provisions faisait suite à la provision initialement comptabilisée à hauteur de (538) millions d'euros au 31 décembre 2020 à la suite d'une décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État, relative à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour avait donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. L'exécution de cette décision avait conduit au décaissement de 374 millions d'euros au titre des exercices 2008 à 2010 en juillet 2021. Par ailleurs, EDF avait décaissé 85 millions d'euros en juin 2021 pour le même sujet au titre des exercices 2014-2015. La provision avait ainsi été reprise à hauteur de 459 millions d'euros. La charge correspondante avait été comptabilisée en charge d'impôt. Au 30 juin 2021, la provision s'élevait donc à 79 millions d'euros et concernait les exercices 2012-2013 et la période 2016-2021. Au 31 décembre 2021, la provision s'élevait à 69 millions d'euros, tenant compte de la réévaluation du risque au titre de 2021 ;
- des dotations aux provisions pour charges en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 29.1 renvoi (1)) ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 30 millions d'euros.

次へ

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er 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 2022 comprend 289 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2 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 147 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 (1 410 millions d'euros de charge d'impôt en 2021).

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 8 552 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2022. Celui-ci tient compte de crédits d'impôts représentant un montant de 41 millions d'euros ;
- une charge de 554 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel, celle-ci intègre un montant de 69 millions d'euros au titre des contentieux fiscaux décrits en note 12, ainsi qu'un montant de 297 millions d'euros au titre du redressement confirmé par un jugement rendu le 29 août 2022 par le Tribunal administratif de Montreuil (voir note 29.2) ;
- une charge de 7 851 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

13.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente 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 :

- 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 intègre dans ses positions différées et latentes, 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)	31/12/2022	31/12/2021	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(17 551)	(15 469)	(2 082)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(1 881)	(5 656)	3 775
• Autres	(428)	(457)	29
Total actif d'impôt – taux de droit commun	**(19 860)**	**(21 582)**	**1 722**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	4 682	2 450	2 232
• Autres	2 889	2 723	166
Total passif d'impôt – taux de droit commun	**7 572**	**5 173**	**2 398**
• Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(39)	(11)	(28)
Total actif d'impôt – taux réduit	**(39)**	**(11)**	**(28)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(12 328)**	**(16 420)**	**4 092**
Créance future d'impôt au taux de droit commun [2]	11 030	4 237	6 793
Créance future d'impôt au taux réduit	6	2	4

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que 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.
(2) Tenant compte de l'économie future d'impôt résultant du déficit fiscal groupe 2022.

Bilan

Note 14 Immobilisations incorporelles

Principes et méthodes comptables

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.

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 enregistrées en immobilisations, les dépenses relatives aux 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.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Logiciels	2 768	479	60	3 187
Autres	298	7	-	305
Immobilisations incorporelles en cours *	1 370	728	494	1 604
Valeurs brutes	**4 436**	**1 214**	**554**	**5 096**
Logiciels	(1 680)	(377)	(58)	(1 999)
Autres	(154)	(14)	-	(168)
Amortissements et dépréciations	**(1 834)**	**(391)**	**(58)**	**(2 167)**
VALEURS NETTES	**2 602**	**823**	**496**	**2 929**

* *Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment au 31 décembre 2022, les études relatives à EPR 2 pour 980 millions d'euros (707 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (Small Modular Reactors) pour 141 millions d'euros (69 millions d'euros au 31 décembre 2021).*

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait 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.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), la pré-identification de certains sites potentiels d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small Modular Reactors* »)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100 % par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 22 renvoi (2)) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

Note 15 Immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

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.

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 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles.

Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

Modes 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.

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

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'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

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.

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 et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

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 28 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).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

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 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 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 CO_2, 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 CO_2, 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 des parts 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.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 348	287	64	12 571
Tranches de production nucléaire	65 898	3 246	1 459	67 685
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 471	267	168	13 570
Réseau du domaine propre	1 155	39	2	1 192
Autres immobilisations corporelles	1 803	126	96	1 833
Immobilisations corporelles du domaine propre	**94 675**	**3 965**	**1 789**	**96 851**
Terrains, constructions et agencements de terrains	10 845	124	22	10 947
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 866	91	20	1 937
Réseau du domaine concédé	3 297	217	25	3 489
Autres immobilisations corporelles	21	-	-	21
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**16 029**	**432**	**67**	**16 394**
Immobilisations corporelles en cours (2)	**20 872**	**5 685**	**4 445**	**22 112**
Valeurs brutes (3)	**131 576**	**10 082**	**6 301**	**135 357**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 075)	(298)	(55)	(8 318)
Tranches de production nucléaire (4)	(44 139)	(4 616)	(1 470)	(47 285)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(9 690)	(483)	(163)	(10 010)
Réseau du domaine propre	(593)	(34)	(2)	(625)
Autres immobilisations corporelles	(1 217)	(137)	(93)	(1 261)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**(63 714)**	**(5 568)**	**(1 783)**	**(67 499)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(6 822)	(155)	(20)	(6 957)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 118)	(38)	(13)	(1 143)
Réseau du domaine concédé	(1 392)	(96)	(22)	(1 466)
Autres immobilisations corporelles	(11)	-	-	(11)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**(9 343)**	**(289)**	**(55)**	**(9 577)**
Immobilisations corporelles en cours	**(89)**	**(3)**	**(60)**	**(32)**
Amortissements et dépréciations	**(73 146)**	**(5 860)**	**(1 898)**	**(77 108)**
VALEURS NETTES	**58 430**	**4 222**	**4 403**	**58 249**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2022, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 376 millions d'euros (voir note 2.1.3).

(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 12 464 millions d'euros (soit 12 155 millions d'euros en immobilisations en cours et 309 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 635 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 902 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 927 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2022 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 112 millions d'euros.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros$_{2015}$ hors intérêts intercalaires.

Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de 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 2022 à 658 millions d'euros dont 617 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)) et 41 millions d'euros de charges de personnel (voir note 9). Elles représentent 1,7 milliard d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation.

(4) La variation des amortissements et dépréciations sur les tranches de production nucléaire en 2022 s'explique par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 sur les dépréciations d'actifs de contrepartie et sous-jacents pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Ecocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie et Climat qui permet une exploitation de

la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

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. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 12 464 millions d'euros (voir note 15 renvoi (3)).

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 6,3 % au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 15 renvoi (2)).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 8). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

À partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix.

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh par an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures régulatoires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Note 16 Immobilisations financières

Principes et méthodes comptables

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.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe, et tient également compte le cas échéant, d'éléments d'évaluation complémentaires, obtenus par exemple dans le cadre des tests de dépréciation réalisés aux bornes du Groupe.

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.

Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée 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.

16.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2022	Montants cumulés au 31/12/2021
Participations [1]	61 474	60 923
Créances rattachées aux participations	51	51
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 215	25 201
Autres titres immobilisés	94	202
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	34 207	23 829
Total valeur brute des immobilisations financières	**121 041**	**110 206**
Dépréciations des participations et créances rattachées [4]	(3 521)	(709)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(2 084)	(404)
Total dépréciations	**(5 605)**	**(1 113)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**115 436**	**109 093**

(1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à une prise de participation effectuée par EDF Invest portant sur la souscription à l'augmentation de capital de C87 (société détenant un réseau de fibres optiques au Danemark) pour un montant de 351 millions d'euros, et sur la souscription à l'augmentation de capital de C88 (société détenant un investissement dans des datacenters aux États-Unis) pour un montant de 156 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2022 est de 34 162 millions d'euros, et concerne principalement EDF International à hauteur de 15 690 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Trading pour 5 120 millions d'euros, EDF Renouvelables pour 4 364 millions d'euros, Enedis pour 3 980 millions d'euros, EDF Energy pour 2 146 millions d'euros et Dalkia pour 2 045 millions d'euros.

(4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2022, conduit à déprécier notamment les titres de participation EDF International à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 11 renvoi (4)). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie.
En 2022 la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

(5) La variation s'explique principalement par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (3)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022	Chiffres d'affaires 2021
Filiales								
EDF International [1]	25 930	2 650	23 280	100	16 154	(804)	-	1
C3 [2]	11 196	-	11 196	100	11 447	103	98	-
EDEV [3]	6 891	-	6 891	100	6	51	49	ns
CTE [4]	2 705	-	2 705	50,1	5 294	264	179	-
EDF Holding SAS [5]	1 950	-	1 950	100	2 590	445	445	-
EDF Immo [6]	1 361	-	1 361	100	1 497	77	73	-
EDF Nam Theun Holding [7]	437	-	437	100	427	36	42	-
Autres [8]	4 406	428	3 978	100	3 499	145	412	-
Sociétés Holdings	**54 876**	**3 078**	**51 798**				**1 298**	
En France								
Enedis	2 700	-	2 700	100	6 312	1 196	907	15 637
Framatome	2 014	-	2 014	75,5	2 682	111	61	2 127
Dalkia	967	140	827	99,9	484	59	35	2 470
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	561	100	1 176	159	100	989
Edvance	12	-	12	80	6	(23)	-	583
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	3	50	9	-	-	9
À l'étranger			-					
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	89	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	-	50	8	ns	ns	4
Sociétés industrielles et commerciales	**6 274**	**154**	**6 120**				**1 103**	
Autres (GIE EIFER)	**130**	**125**	**5**				**-**	
TOTAL FILIALES	**61 280**	**3 357**	**57 923**				**2 401**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C (voir note 10.6 immobilisations en cours des comptes consolidés au 31 décembre 2022).

(2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.

(3) EDF Développement Environnement est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI solutions Rénov, IZI confort, EDF ENR, Sowee), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'engine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Electricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) EDF Holding SAS détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(6) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(7) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(8) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

6

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022
Report Total Filiales	**61 280**	**3 357**	**57 923**	-	-	-	**2 401**
Participations							
Dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %							
Trimet France	130	108	22	35	338	62	13
Dalkia Investissements	63	56	7	50,0	16	1	1
TOTAL	**193**	**164**	**29**				**14**
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %							
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	121	4	ns
TOTAL	**1**	-	**1**				-
TOTAL PARTICIPATIONS	**194**	**164**	**30**				**14**
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**61 474**	**3 521**	**57 953**				**2 415**

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

16.4 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
Atmea	162					20
CTE		539		498		
Framatome		149		581		
EDF Energy	2 146	156		81		51
EDF Renouvelables	4 364	58				49
EDF International	15 690					301
EDF Trading	5 120	5 200		8 517		73
Edison						2
Enedis	3 980	90		1 795		21
Dalkia France	2 045	81		258		54
Groupe PEI	492			126		12
Citelum						2
EDF Luminus	80					2
Edvance	19	66		77		
Comptes courants [2]				2 500		
Convention de placement des liquidités des filiales			3 718		(63)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			13 338		(63)	
Convention d'intégration fiscale				1 563		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont Enedis pour 887 millions d'euros, EDF Sofilo pour 615 millions d'euros, PEI pour 553 millions d'euros et EDF Immo pour 271 millions d'euros.
(3) Dont C3 pour 5 186 millions d'euros, EDF Energy pour 2 374 millions d'euros, EDF Trading pour 1 624 millions d'euros et EDF Holding SAS pour 1 149 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**25 201**	**24 944**	**29 741**	**25 215**	**23 297**	**25 495**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2022, 23 297 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021 pour une durée de 18 mois avec une limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société. Il a été mis en œuvre en 2021 en vue de l'animation du marché du titre au travers du contrat de liquidité.

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentation	Diminution	31/12/2022
Valeur brute	14		(7)	7
Dépréciation	(2)		2	-
VALEUR NETTE	**12**	**-**	**(5)**	**7**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2022 s'élève à 888 511 actions pour une valeur nette de 7 millions d'euros.

16.7 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
(en millions d'euros)	< 1 an [1]	1 à 5 ans [2]	> 5 ans [3]		
Créances rattachées aux participations	2	-	49	51	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	18 458	9 924	5 825	34 207	23 829
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**18 460**	**9 924**	**5 874**	**34 258**	**23 880**

(1) Dont 9,94 milliards d'euros à EDF International, 5,1 milliards d'euros à EDF Trading, et 1,05 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
(2) Dont 5,66 milliards d'euros à EDF International, 2,3 milliards d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit.
(3) Dont 2,36 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
(4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2022 pour 2,6 milliards d'euros à EDF International, 2,2 milliards d'euros à EDF Trading, 2 milliards d'euros à Enedis, 2 milliards d'euros à EDF Energy et 1,5 milliard d'euros à EDF Renouvelables.

6

Note 17 Stocks et en-cours

Principes et méthodes comptables

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 stocks 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.

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 ;
- 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 composantes (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.

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'émissions de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- 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 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

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 (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, 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 scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier…). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 euros par tonne de CO_2 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.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'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'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne*). Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives « Fit for 55 », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a réhaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

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.

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 acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

** La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet Fit for 55.*

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	**Valeurs brutes**	**Provisions**	**Valeurs nettes**	**Valeurs brutes**	**Provisions**	**Valeurs nettes**
Combustible nucléaire	8 929	(24)	8 905	8 471	(39)	8 432
Autres matières premières	351	-	351	126	-	126
Autres approvisionnements (1)	2 833	(294)	2 539	2 000	(250)	1 750
En-cours de production et autres stocks (2)	1 038	-	1 038	645	-	645
TOTAL STOCKS	**13 151**	**(318)**	**12 833**	**11 242**	**(289)**	**10 953**

(1) La hausse des « Autres approvisionnements » s'explique principalement par l'augmentation des certificats de capacité. L'en-cours des stocks de gaz augmente en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 7 renvoi (2)).

(2) La hausse des « En-cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2022.

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

Principes et méthodes comptables

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.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

			Degré d'exigibilité	Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	**419**	**89**	**219**	**727**	**719**
• Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 689	-	-	2 689	2 532
Factures à établir (1)	18 676	-	-	18 676	16 816
• Autres créances d'exploitation (2)	5 290	57	241	5 588	4 850
Créances d'exploitation	**26 655**	**57**	**241**	**26 953**	**24 198**
Instruments de trésorerie (3)	3 305	297	1	3 603	2 529
Disponibilités	6 810	-	-	6 810	8 397
Charges constatées d'avance	398	267	424	1 089	1 015
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**37 587**	**710**	**885**	**39 182**	**36 858**

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée, dont le solde est stable par rapport au 31 décembre 2021. La hausse sur la période concerne principalement les créances vis-à-vis d'EDF Trading (électricité et gaz) dans un contexte de forte hausse des prix.

(2) En 2022, elles comprennent 2 698 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (3 464 millions d'euros en 2021).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (108 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

Principes et méthodes comptables

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 ».

6

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation de l'exercice
OPCVM	1 115	2 598	(1 483)
TCN court terme en euros et en devises (1)	-	50	(50)
Titres reçus en garantie	-	408	(408)
Obligations (2)	17 236	7 500	9 736
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	96	49	47
Total valeur brute	**18 447**	**10 605**	**7 842**
Dépréciations	(730)	(20)	(710)
TOTAL VALEUR NETTE	**17 717**	**10 585**	**7 132**

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2022 (50 millions d'euros au 31 décembre 2021) (voir note 26.6.5).

(2) L'augmentation du portefeuille d'obligations dans la trésorerie résulte d'achats consécutifs à la mise en place de prêts bancaires dont le produit a été investi en partie sur des obligations publiques ou privées offrant une rémunération positive et bien supérieure aux investissements monétaires (OPCVM et TCN). La détention d'obligations permet d'obtenir des liquidités en cas d'opérations de mises en pension.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation
Valeurs mobilières de placement	18 447	10 605	7 842
Disponibilités	6 918 (1)	8 433 (1)	(1 515)
Sous-total à l'actif du bilan	**25 365**	**19 038**	**6 327**
OPCVM en euros	(1 115)	(2 598)	1 483
TCN en euros supérieurs à 3 mois	-	(50)	50
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	-	-
Titres reçus en garantie	-	(408)	408
Obligations	(17 236)	(7 500)	(9 736)
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(96)	(49)	(47)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(18 447)**	**(10 605)**	**(7 842)**
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	(8 384)	(6 872)	(1 512)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	**(1 466)**	**1 561**	**(3 027)**
Élimination de l'incidence des variations de change			(132)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(48)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			**(3 207)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie*

(1) Dont 108 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 18 renvoi (3)).

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, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 21 Écarts de conversion-actif

Principes et méthodes comptables

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.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2022 une perte de change de 1 906 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 1 637 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 043 millions d'euros au 31 décembre 2021) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2022 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 266 millions d'euros (281 millions d'euros au 31 décembre 2021). 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, 2021 et 2022) 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 2022 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2021).

Note 22 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 2020	**1 550**	**20 316**	**9 121**	**222**	**160**	**5 786**	**37 155**
Affectation du résultat 2020	-	-	222	(222)	-	-	-
Résultat 2021	-	-	-	1 457	-	-	1 457
Augmentation de capital au 07/06/2021	29	587	-	-	-	-	616
Distribution de dividendes	-	-	(651)	-	-	-	(651)
Augmentation de capital au 02/12/2021	40	859	-	-	-	-	899
Acompte sur dividendes 2021	-	-	(947)	-	-	-	(947)
Autres variations (1)	-	10	42	-	7	(9)	50
Situation au 31 décembre 2021	**1 619**	**21 772**	**7 787**	**1 457**	**167**	**5 777**	**38 579**
Affectation du résultat 2021	-	7	1 450	(1 457)	-	-	-
Résultat 2022	-	-	-	(30 648)	-	-	(30 648)
Augmentation de capital du 13/06/2022	66	913	-	-	-	-	979
Distribution de dividendes	-	-	(1 050)	-	-	-	(1 050)
Augmentation de capital du 07/04/2022	249	2 899	-	-	-	-	3 148
Augmentation de capital du 25/07/2022	9	94	-	-	-	-	103
Augmentation de capital du 07/12/2022	1	9	-	-	-	-	10
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations (2)	-	4	-	-	51	(35)	20
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 944**	**25 698**	**8 187**	**(30 648)**	**218**	**5 742**	**11 141**

(1) Les « Autres variations » comprennent l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 42 millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021).

(2) Les subventions d'investissement intègrent l'attribution par l'État français d'une subvention pour le projet SMR (Small Modular Reactors) pour 50 millions d'euros encaissée à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'Offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Énergie En Actions et l'Association pour la défense des actionnaires minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 249 millions d'euros et une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, à la suite de l'émission de 498 257 960 actions nouvelles.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 2.2.8).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANEs s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 million d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 22.3).

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.

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

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 (voir note 2.4.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2020).

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2.2.9), et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'Offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Électricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

À ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANEs ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 22.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANEs), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANEs, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANEs en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2.2.9 et 22.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'Offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Note 23 Autres fonds propres

Principes et méthodes comptables

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 la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *prorata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2022, les autres fonds propres présentent un solde de 11 972 millions d'euros composé :

- de titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 2 653 millions d'euros et 3 243 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 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 086 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 242 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros (voir note 2.2.7).

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 569 millions d'euros au 31 décembre 2022 (578 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant de 2 098 millions de dollars émises en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 un montant de 1 966 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 31 renvoi (4)).

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 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
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 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	**1 000**	**EUR**	**6 ANS**	**7,50 %**

** Date de réception des fonds.*

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

Principes et méthodes comptables

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité

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.

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 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er 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 1er 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.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens	106	107
Écarts de réévaluation	733	758
Amortissement de caducité	431	377
Concessions d'énergie hydraulique	**1 270**	**1 242**
Contre-valeur des biens	2 131	2 008
Financement du concessionnaire non amorti	(1 354)	(1 306)
Amortissement du financement du concédant	376	370
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	7	6
Concessions de distribution publique*	**1 160**	**1 078**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 430**	**2 320**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 25 Provisions pour risques

Principes et méthodes comptables

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.

Les autres provisions 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 des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- 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 notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut 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.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation (3)	Financières	Suite à utilisation (3)	Prov. sans objet (3)	Financières	31/12/2022
Provisions pour pertes de change (1)	745	-	683	-	-	(371)	1 057
Provisions pour contrats déficitaires (2)	1 840	-	(122)	(224)	(1 006)	-	488
Autres provisions pour risques	319	81	-	(27)	(5)	-	368
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**2 904**	**81**	**561**	**(251)**	**(1 011)**	**(371)**	**1 913**

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 1 057 millions d'euros au 31 décembre 2022 concernent principalement les emprunts hybrides pour 301 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 288 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 312 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (5)).

(2) Les reprises nettes sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 1 352 millions d'euros portent principalement sur des contrats long terme d'achats de GNL et des contrats de prestations de services de regazéification.

(3) Voir note 5.

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Principes et méthodes comptables

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.

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 de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) 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 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 la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

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 ci-dessus :

- 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 26.6).

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.

6

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet	Autres mouvements [2]	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	11 819	417	51	(849)	-	(59)	11 379
• *dont non liées au cycle d'exploitation*	*1 726*	*23*	*(85)*	*(41)*	-	*(16)*	*1 607*
• *dont hors périmètre loi du 28 juin 2006**	*1 136*	*44*	*56*	*(41)*	-	-	*1 195*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	128	(1 308)	(204)	-	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**26 052**	**545**	**(1 257)**	**(1 053)**	**-**	**(433)**	**23 854**
dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**24 916**	**501**	**(1 313)**	**(1 012)**	**-**	**(433)**	**22 659**
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1 195**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	273	340	(201)	-	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers cœurs	2 660	-	104	-	-	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**20 390**	**273**	**444**	**(201)**	**-**	**(1 378)**	**19 528**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**46 442**	**818**	**(813)**	**(1 254)**	**-**	**(1 811)**	**43 382**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**45 306**	**774**	**(869)**	**(1 213)**	**-**	**(1 811)**	**42 187**
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1 195**

** 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) L'effet de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation) (voir note 11 renvoi (2)) ;

(2) Les « Autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.
En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

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 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.

26.1 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, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

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 (soit 24 réacteurs autorisés actuellement).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) (11 379 millions d'euros) comprend principalement 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 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.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission. En 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour charges au 31 décembre 2022 (voir note 29.1).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment, sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé 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 usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usé), 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 de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 26.6). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé 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, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total, les provisions portant sur des dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à La Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, 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. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans-sur-Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

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, 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 (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)	2 958	3 093
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)/ Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	9 154	10 746
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**12 475**	**14 233**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

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, mis en service en 2003, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux…) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, 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 et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les générateurs de vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Évolutions 2021

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

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 Soulaines (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 ainsi que le 5e PNGMDR (publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines.

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).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

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.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuations vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

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.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : 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 ;
- 2018 : en 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. A 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 ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu 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. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est toujours en cours sur ce sujet ;
- 2020 : une revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions. 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. Par ailleurs, 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). A fin 2022, 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 ;
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'ANDRA d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'ANDRA, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

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. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

26.3 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. 593-20 à L. 593-25 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 de démantèlement 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 à Chinon. 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).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs 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.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, 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.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

6

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation [1]	Provision sans objet	Autres mouvements [3]	31/12/2022
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	500	(7)	-	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(160)	(194)	-	-	4 969
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**17 730**	**273**	**340**	**(201)**	**-**	**(1 048)**	**17 094**

(1) Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(3) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

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, 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 à la suite de cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, 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 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 d'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 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet de mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 17 % (effets de série et de 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). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MW hors spécificité du site 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 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte 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.

Évolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 26), le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté à la suite de l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Évolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2022}$) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,45 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2e génération).

Base d'évaluation

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.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2020

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, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré 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 publiées en mars 2020, n'ont pas remis 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.

Évolutions 2021

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros à la suite de la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et d'assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'avant-projet sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis), conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle qui est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible, au-delà des prévisions d'inflation, des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, 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)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	911	740
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint-Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde – Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	559	492

* *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 0,96 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés 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 7 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 téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 1,9 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 sur les installations définitivement arrêtées 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 suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- 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. 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. Début 2022, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés…). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu 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. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) 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 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée 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, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. 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 (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- 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 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). À la suite de l'enquête publique qui s'est tenue du 15 novembre 2021 au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

26.4 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 des derniers cœurs (« part amont ») (voir note 12).

En 2020, à la suite de la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour derniers cœurs 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

EDINET提出書類
フランス電力(E05969)
有価証券報告書

la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), les provisions pour derniers cœurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est 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 3,43 % pour 2022. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1er 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 à fin 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 % ; 3,3 %] ([- 0,6 % ; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 % ; 3,4 %] ([0,6 % ; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent 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, 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 références à des *spreads* d'obligations d'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 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé 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 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

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 *(en millions d'euros)*	31/12/2022 Aux conditions économiques de fin d'année	31/12/2022 Valeur actualisée	31/12/2021 Aux conditions économiques de fin d'année	31/12/2021 Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 194	10 184	16 121	10 683
Dont non liée au cycle d'exploitation	*3 417*	*1 607*	*3 282*	*1 726*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
Aval du cycle nucléaire	**53 190**	**22 659**	**52 900**	**24 916**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
Déconstruction et derniers cœurs	**33 789**	**19 528**	**32 546**	**20 390**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**42 187**		**45 306**

* *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)*	2022 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	7 892	8 302	16 194
Dont non liée au cycle d'exploitation	*534*	*2 883*	*3 417*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
Aval du cycle nucléaire	**13 314**	**39 876**	**53 190**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
Déconstruction et derniers cœurs	**4 091**	**29 698**	**33 789**

* *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 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % pour la déconstruction.*

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
	31/12/2022	Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
• derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
TOTAL	**43 382**	**(1 642)**	**1 781**	**865**	**(961)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*31 649*	*(1 460)*	*1 591*	*764*	*(853)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6 Actifs dédiés

26.6.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs 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 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D 594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des 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 26.6.2 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 1er juillet 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 %. Par ailleurs, le décret 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.

26.6.2 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, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec 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 « EDF Invest ».

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.

6

26.6.3 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 et de FIVG 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 cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

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 principalement par EDF Invest (voir note 26.6.2).

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).

26.6.4 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 26.6.2).

Au total, au 31 décembre 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros dont 8 772 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 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France).

26.6.5 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.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2022 est la suivante :

		31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	*Notes*	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		**7 314**	**8 772**	**6 822**	**7 908**
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) (1)	*16.2*	2 705	3 791	2 705	3 343
Titres de participation hors CTE	*16.2*	4 155	4 536	3 839	4 330
Fonds non cotés (EDF Invest) (2)	*16.5*	433	424	278	235
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	21	21	-	-
Actifs de croissance		**9 990**	**12 251**	**10 776**	**15 320**
Actions – Parts d'OPC	*16.5*	9 480	11 625	10 345	14 815
Fonds actions non cotées (EDF Invest) (2)	*16.5*	505	553	436	519
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	5	73	(5)	(14)
Actifs de taux		**12 886**	**12 881**	**13 956**	**14 226**
Obligations	*16.5*	11 263	11 264	12 683	12 957
VMP – TCN	*19*	-	-	50	50
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) (2)	*16.5*	204	215	191	199
Portefeuille de trésorerie	*16.5*	1 412	1 414	1 016	1 016
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	7	(12)	16	4
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS (3)		**30 190**	**33 904**	**31 554**	**37 454**

(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) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 142 millions d'euros (905 millions d'euros au 31 décembre 2021) pour une valeur de réalisation de 1 192 millions d'euros (953 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2022 ainsi qu'au 31 décembre 2021.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. 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 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, 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)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**31 649**	**34 276**

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec - 18,5 % sur les emprunts d'État (indice *FTSE EMU Government Bond Index* (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des spreads. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéfices d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de *data centers* aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures/Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50 % de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Au 31 décembre 2022, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de (667) millions d'euros dont (963) millions d'euros dans le résultat financier et 296 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (917 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés financiers ((1 810) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (296 millions d'euros).

Note 27 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'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

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 retraite ;
- 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 duration 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 duration 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 des coûts 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.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la 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 (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement, et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 – § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension 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.

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.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation [1] [2]	Financières [3]	Exploitation [2] [4]	Financières [5]	31/12/2022
Avantages postérieurs à l'emploi	10 794	788	405	(600)	(220)	11 167
Avantages à long terme	1 073	47	14	(209)	-	925
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 867**	**835**	**419**	**(809)**	**(220)**	**12 092**

(1) Dont 574 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 259 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (658) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (151) millions d'euros au titre des gains actuariels.
(3) Voir note 11.
(4) Voir note 5.
(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	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2021	**32 225**	**(13 148)**	**19 076**	**(11)**	**(7 198)**	**11 867**
Charge nette de l'exercice 2022	993	(220)	773	2	108	883
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(8 414)	3 733	(4 681)	-	4 681	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 090)	432	(658)	-	-	(658)
SOLDE AU 31/12/2022	**23 713**	**(9 203)**	**14 510**	**(9)**	**(2 409)**	**12 092**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2022 s'élèvent à (8 414) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour (15 192) millions d'euros ;
- la variation du taux d'inflation pour 4 517 millions d'euros ;
- la variation des hypothèses démographiques (95) pour millions d'euros ;
- l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de 2023 pour 1 632 millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 724 millions d'euros, principalement liée à l'évolution d'hypothèses concernant le plafond de la Sécurité Sociale et la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO et à l'impact des mesures de revalorisation des salaires appliquées sur l'exercice 2022.

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 3 733 millions d'euros dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

6

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Coût des services rendus de l'exercice	574	581
Charges d'intérêts (actualisation) [1]	419	292
Rendement escompté des actifs de couverture	(220)	(166)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	197	221
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(89)	81
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	2	8
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**883**	**1 017**
dont :		
Résultat d'exploitation [2]	684	891
Résultat financier	199	126

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 419 millions d'euros sont en augmentation de 127 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021, conséquence de la hausse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2022 (3,9 %) et le 1er janvier 2021 (1,3 %).
(2) En 2022, le montant correspond aux dotations d'exploitation (835 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (151 millions d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2022
Retraites	7 162	438	308	(453)	(213)	7 242
Charges CNIEG	460	11	7	(12)	-	466
Avantages en nature énergie	2 355	233	67	(109)	-	2 546
Indemnités de fin de carrière	66	37	8	(4)	(7)	100
Autres	751	69	15	(22)	-	813
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**10 794**	**788**	**405**	**(600)**	**(220)**	**11 167**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 832	(8 812)	-	(1 778)	7 242
Charges CNIEG	339	-	-	127	466
Avantages en nature énergie	3 310	-	-	(764)	2 546
Indemnités de fin de carrière	503	(377)	-	(26)	100
Autres	805	(14)	(9)	32	813
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2022	**22 789**	**(9 203)**	**(9)**	**(2 410)**	**11 167**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	23 779	(12 606)	-	(4 011)	7 162
Charges CNIEG	501	-	-	(41)	460
Avantages en nature énergie	5 067	-	-	(2 712)	2 355
Indemnités de fin de carrière	602	(527)	-	(8)	66
Autres	1 203	(15)	(11)	(426)	751
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2021	**31 152**	**(13 148)**	**(11)**	**(7 198)**	**10 794**

28.2 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 :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2022
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	914	38	12	(167)	797
Médailles du travail	138	9	2	(38)	111
Divers	21	-	-	(4)	17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	**1 073**	**47**	**14**	**(209)**	**925**

28.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 203 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 148 millions d'euros au 31 décembre 2021).

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution moins favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**9 203**	**13 148**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**8 812**	**12 606**
Dont (en %)		
Actions	33 %	32 %
Obligations monétaires	65 %	67 %
Immobilier	2 %	1 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**377**	**527**
Dont (en %)		
Actions	31 %	33 %
Obligations monétaires	69 %	67 %
Autres actifs de couverture	**14**	**15**

28.4 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 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,23 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 1,72 % pour 2022 (1,29 % pour 2021) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,45 % pour 2022 (1,06 % pour 2021).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est 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.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

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 2,30 % (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 3,7 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées sur les derniers exercices (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 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels

29.1 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations Exploitation	Reprises Suite à utilisation	Reprises Sans objet	Autres	31/12/2022
Provisions pour charges relatives :						
• au personnel	36	29	(23)	(2)	-	40
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	281	14	(0)	(4)	(13)	278
• aux autres charges *	1 107	3 558 *	(3 277) *	(15)	-	1 373
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**1 424**	**3 601**	**(3 300)**	**(21)**	**(13)**	**1 691**

* *Les provisions pour autres charges comprennent la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros de façon spécifique au 30 juin 2022 relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application. Cette provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés (voir note 5 renvoi (2)).*

Au 31 décembre 2022, une provision pour charges a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 26.1).

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 12). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.2).

29.2 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 : (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.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2022 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 13.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de Commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvue en cassation. Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de Commerce et dit n'y avoir lieu à référé, rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, 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, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs, 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. Il s'agit de Hydroption, Vattenfall, Primeo Énergie Grands Comptes et Primeo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Énergy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de Commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de Commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, à TotalEnergies 53,93 millions d'euros et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements.

La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Primeo Énergie Grands Comptes et Primeo Énergie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte Engie, plainte Réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économie d'Énergie.

Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.1).

Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Électricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision le 1er mars 2022 devant la Cour d'appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. 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.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF, certains sont actuellement en cours.

Note 30 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2022	Montant brut au 31/12/2021
Dettes					
Emprunts obligataires	2 000	11 725	34 489	48 214	47 572
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	350	15 875	1 450	17 675	1 391
Autres emprunts	19 953	6	1	19 960	6 812
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	-	5	22	27	26
• autres dettes	6 237	400	-	6 637	1 697
Dettes financières (voir note 31)	**28 540**	**28 011**	**35 962**	**92 513**	**57 498**
Avances et acomptes reçus des clients [1]	**8 164**	**-**	**-**	**8 164**	**7 499**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés [2]	16 690	-	53	16 743	10 996
Dettes fiscales et sociales [3]	6 697	-	-	6 697	8 630
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 244	-	-	2 244	2 070
Comptes créditeurs [4]	25 374	4	3 157	28 535	18 619
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**51 005**	**4**	**3 210**	**54 219**	**40 315**
Instruments de trésorerie [5]	**2 739**	**889**	**806**	**4 434**	**4 239**
Produits constatés d'avance [6]	**533**	**926**	**1 490**	**2 949**	**3 075**
TOTAL DETTES	**90 981**	**29 830**	**41 468**	**162 279**	**112 626**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(2) La hausse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix.

(3) Au 31 décembre 2022, ce poste inclut un montant de 60 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 457 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette variation s'explique par la baisse de la TICFE-CSPE appliquée depuis le 1er février 2022 à tous les consommateurs au TRVE et en offres de marché, dans le cadre du bouclier tarifaire (voir note 3.1).

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2022, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 6 074 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 734 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 691 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(6) Au 31 décembre 2022, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 Exeltium. 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 reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF au titre de l'année 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario* les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 6 074 millions d'euros (contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Note 31 Dettes financières

Principes et méthodes comptables

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 réalisée en septembre 2020, EDF a décidé d'appliquer 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.

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2021	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2022
Emprunts en euros	3 232	-	(350)	-	-	2 882
Emprunts en devises	11 028	-	-	541	-	11 569
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	18 183	3 000	(2 010)	-	-	19 173
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	15 129	-	(464)	(75)	-	14 590
Emprunts obligataires (1)	**47 572**	**3 000**	**(2 824)**	**466**	**-**	**48 214**
Emprunts long terme en euros	1 391	13 900	(149)	-	-	15 142
Emprunts long terme en devises	-	2 300	-	33	-	2 333
Emprunts court terme en euros	-	200	-	-	-	200
Emprunts auprès des établissements de crédit (2)	**1 391**	**16 400**	**(149)**	**33**	**-**	**17 675**
Titres de créances négociables en euros	4 462	5 136	-	-	-	9 598
Titres de créances négociables en devises	645	452	-	(9)	-	1 088
Emprunts contractuels à caractère financier	1 705	23 989	(16 417)	(3)	-	9 274
Autres emprunts (3)	**6 812**	**29 577**	**(16 417)**	**(12)**	**-**	**19 960**
Total emprunts	**55 775**	**48 977**	**(19 390)**	**487**	**-**	**85 849**
Avances sur consommation	**26**	**-**	**-**	**-**	**1**	**27**
Autres dettes financières diverses	785	3 667	(298)	409	1 149	5 712 (4)
Comptes bancaires créditeurs	91	-	-	-	(54)	37
Débits bancaires différés	8	-	-	-	10	18
Intérêts à payer	813	-	-	-	57	870
Total autres dettes financières diverses	**1 697**	**3 667**	**(298)**	**409**	**1 162**	**6 637**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**57 498**	**52 644**	**(19 688)**	**896**	**1 163**	**92 513**

(1) L'augmentation du poste résulte de l'émission d'obligations sénior multi-tranches, dont une verte, pour un montant de 3 000 millions d'euros (voir note 2.2.4), partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 824) millions d'euros et un effet change pour un montant de 466 millions d'euros.

(2) Ils comprennent des tirages sur des lignes de crédit bilatérales conclues sur le premier semestre 2022 pour un montant de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards de dollars (soit 2 milliards d'euros) (voir note 2.2.2) ainsi que 3,1 milliards d'euros (voir notes 2.2.5 et 2.2.6) conclus sur le second semestre 2022. Ils comprennent par ailleurs des tirages sur des lignes de crédit accordées par la BEI à EDF (voir note 2.2.3), retournés ensuite vers Enedis pour un montant de 800 millions d'euros en nominal.

(3) La variation s'explique par 5 579 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements (contre une variation de 2 822 millions d'euros sur l'exercice 2021) et 7 569 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie encaissée.

(4) Elles comprennent principalement 1 966 millions d'euros (2 098 millions d'USD au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2023 sur la souche 2013), faisant suite au reclassement opéré par EDF des « autres fonds propres » en « dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 23). Elles intègrent également un montant de 3,6 milliards d'euros, au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achats.

6

31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	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		**55 993**		**65**		**22 572**		**78 565**	**100**	**92**
CHF	550	559	2	1	(550)	(559)	-	-	-	-
GBP	6 985	7 875	26	9	(2 600)	(2 931)	4 385	4 944	68	6
HKD	2 416	291	1	-	(2 416)	(291)	-	-	-	-
JPY	213 569	1 521	5	2	(175 000)	(1 244)	38 569	277	4	-
NOK	1 000	95	-	-	(1 000)	(95)	-	-	-	-
USD	20 815	19 515	66	23	(18 615)	(17 452)	2 200	2 063	28	2
TOTAL II – AUTRES DEVISES		**29 856**	**100**	**35**		**(22 572)**		**7 284**	**100**	**8**
TOTAL I+II		**85 849**		**100**		-		**85 849**		**100**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 33.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021	Montants	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021
Emprunts Long Terme et EMTN	49 950			(21 932)	28 018		
Emprunts Court Terme	13 338				13 338		
Dette à taux fixe	**63 288**	**74**	**99**	**(21 932)**	**41 356**	**49**	**70**
Emprunts Long Terme et EMTN	15 739			21 932	37 671		
Emprunts Court Terme	6 822				6 822		
Dette à taux variable	**22 561**	**26**	**1**	**21 932**	**44 493**	**51**	**30**
TOTAL	**85 849**	**100**	**100**	-	**85 849**	**100**	**100**

Note 32 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2022 un gain latent de change de 575 millions d'euros (260 millions d'euros au 31 décembre 2021) dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps* et 301 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 33 Instruments financiers

Principes et méthodes comptables

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 1er 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.

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 1er 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.

33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2022		31/12/2021	
	À recevoir	À livrer	À recevoir	À livrer
(en millions d'euros)	Notionnel	Notionnel	Notionnel	Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	16 196	16 196	9 323	9 323
USD	4 335	4 335	3 576	3 576
GBP	3 794	3 794	4 481	4 481
Sous-total	**24 325**	**24 325**	**17 380**	**17 380**
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	47 257	42 586	41 265	33 057
CAD	168	391	136	374
USD	28 772	27 583	23 312	25 286
GBP	11 990	16 577	9 354	14 199
CHF	255	557	142	404
ILS	757	757	440	554
PLN	206	250	213	253
JPY	388	851	123	741
CNY	1 095	1 095	1 075	797
MXN	128	128	105	105
Autres	534	644	249	347
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	3 785	36 262	3 821	35 196
JPY	1 244	57	1 051	61
USD	18 143	1 891	17 118	1 812
GBP	17 298	2 208	17 505	2 334
CHF	559	-	532	-
ILS	77	77	90	90
PLN	10	24	12	21
NOK	95	-	100	-
HKD	291	-	274	-
Sous-total	**133 052**	**131 938**	**116 917**	**115 631**
3 - *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**-**	**-**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**157 377**	**156 263**	**134 297**	**133 011**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	5 392	5 392	7 168	7 168
Charbon *(en millions de tonnes)*	-	0	-	-
Produits électricité *(en TWh)*	15	11	-	-

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2022 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2022	2021
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux *	252	130
Instruments de change	(607)	511
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	730	739
Instruments de change	(95)	(82)

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

33.3 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, dont les nominaux figurent en 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 en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2022 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	85	283
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	(242)	86
• *Cross Currency Swaps*	1 143	1 822
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits pétroliers	-	(15)
• Charbon	-	1
• Produits électricité	-	4 877
TOTAL	**986**	**7 054**

Note 34 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2022, 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 :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2022	31/12/2021
Engagements hors bilan donnés	**25 752**	**22 863**	**9 782**	**11 086**	**69 483**	**55 729**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	15 758	15 630	9 521	8 697	49 606	41 850
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	10 811	11 781	8 978	6 975	38 545	33 436
• Autres engagements liés à l'exploitation	4 947	3 849	543	1 722	11 061	8 414
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 722	3 394	253	32	6 401	6 503
Engagements liés aux opérations de financement	7 272	3 839	8	2 357	13 476	7 376
Engagements hors bilan reçus	**3 934**	**11 882**	**256**	**307**	**16 379**	**15 157**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 260	749	256	307	2 572	2 645
Engagements liés aux opérations d'investissement	40	39	-	-	79	73
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 094	-	-	13 728	12 439

34.1 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.

34.1.1 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.

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2022	31/12/2021
Achats d'électricité et services associés	8 686	5 496	3 837	5 675	23 694	18 792
Achats de combustible nucléaire	2 125	6 285	5 141	1 300	14 851	14 644
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**10 811**	**11 781**	**8 978**	**6 975**	**38 545**	**33 436**

Achats d'électricité et de 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 se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

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.

34.1.2 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.

34.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

34.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La hausse de ces engagements concerne principalement EDF Trading pour 2 841 millions d'euros (dont financement des appels de marge sur le marché de l'énergie pour 1 441 millions d'euros, et financement des obligations d'achats pour 1 400 millions d'euros), et EDF International pour 870 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

34.2 Engagements reçus

34.2.1 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.

34.2.2 Engagements liés aux operations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

34.3 Autres natures d'engagements

34.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020 (voir note 3.1).

34.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

Note 35 Informations concernant les entreprises et parties liées

35.1 Relations avec l'état et les sociétés participations de l'État

35.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Énergie En Actions et l'Association pour la défense des actionnaires minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

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.

35.1.2 Relations avec Engie

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.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux EnR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

Engie a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. À défaut, ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

35.1.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions 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 sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont présentées en note 26.

Note 36 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2021 et 2022 se décompose comme suit :

(en euros)	2022	2021
Jean-Bernard LEVY, Président-Directeur Général (1)	407 333	453 660
Luc REMONT, Président-Directeur Général (2)	47 727	n.a
Administrateurs (3)	437 367 (4)	436 934 (5)

(1) Le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Jean-Bernard LEVY à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2022, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour l'exercice 2021. Le Président-Directeur Général a en outre bénéficié d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 18 novembre 2022 a décidé, sous réserve de la nomination de Luc REMONT en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République, intervenue le 23 novembre 2022, de fixer à 450 000 euros bruts sa rémunération fixe annuelle au titre de l'exercice 2022, calculée prorata temporis à compter de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret. Luc REMONT bénéficie par ailleurs d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(3) L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2022, identique à l'enveloppe annuelle qui avait été approuvée pour l'exercice 2021 par l'Assemblée générale du 6 mai 2021.

(4) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2022, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours des exercices 2021 et 2022, pour un montant total de 109 140 euros.

(5) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2021, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021, pour un montant total de 35 505 euros.

Note 37 Évènements postérieurs à la clôture

Hormis l'émission d'obligations précisée ci-dessous, aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.9, 3.1, 22.1, 22.3, 29.2 et 35.1.1.

37.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling :

- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,5 % ;
- obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 25 janvier 2023, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

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決算終了までの後発事象」、「第３ ３（３）⑧決算終了後の後発事象」および「第３ ３（３）⑨後発事象」ならびに2022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37を参照。

(２) 訴訟

本項は、2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記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2023年３月21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2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類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。

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科した。

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およ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。

2020年10月５日、EDFはこの決定に対する単独の異議申立てとして、パリ控訴院に上訴した。EDFの上訴を受け、AMFの局長も懲罰委員会の2020年12月３日の決定に対して交差上訴を行い、EDFに科された罰金額を８百万ユーロに引き上げるよう要求した。しかしながら、AMFの局長の交差上訴は、２つ目の異議申立てを棄却した懲罰委員会の決定に異議を唱えるものではない。結果として、本件に関する懲罰委員会の決定は、最終的なものとなった。

2022年６月30日付の判決において、パリ控訴院は、(ⅰ)懲罰委員会による2020年７月28日付の決定を、手続日現在就任していた会長兼最高経営責任者を免責する限りにおいて覆し、(ⅱ)フランス金融市場監督局（AMF）の会長が申し立てた交差上訴を棄却した。

CRE／REMITによる調査

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年から2017年の間に行ったことが有罪となるかについて調査を実施した。

CREの紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）は、2022年４月25日に出した２つの裁定で、(ⅰ)特定の生産資産の使用不能に関する情報をASNの決定後まで公表せず（この場合は１日遅延）、かつ(ⅱ)同日の公表前に当該情報に基づいて市場で取引を行ったとして、EDFに対して500,000ユーロの罰金を課し、また市場操作に該当する業務ミスについて、EDFTに対して50,000ユーロの罰金を課した。なお、これらの裁定には不服申立てがなかったため、最終的なものとなった。

さらに、オランダにおいてREMIT規制の執行を担当するオランダ競争庁（ACM）は、（オランダを拠点とするコンバインド・サイクル・ガス・タービンの）スロー発電所の供給力に関する調査を2019年３月26日に開始し、2020年11月19日にEDFおよびEDFTに対して異議申立ての通知を行った。ACMは2022年５月27日付の裁定で、EDFおよびEDFTに対する調査を完全に終了した。

NGOおよび団体は、発電所に関する行政許可に対する申立てを行った。

当グループの発電所に関するいくつかの許認可（ASN、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。

ADLCによる調査

１．EDFを非難するADLCの2022年２月22日付決定

2022年２月22日、フランス競争当局（ADLC）は、電力供給分野における市場シェアの維持ならびに関連するガスおよびエネルギー・サービスの供給市場における地位の強化を可能にするために支配的な地位の乱用行為を行ったとして、EDFグループに対し300百万ユーロの制裁金を科した。2017年にENGIEにより行われた異議申立て（2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.3を参照。）に続く今回の決定において、ADLCは、EDFがガスおよびエネルギー・サービスの市場オファーを商業化するために、規制販売料金（TRV）の対象となる顧客のファイルからのデータおよびTRV契約の管理専用の商業インフラを使用したことを批判している。

本件において和解手続の恩恵を受けたEDFは、２つの事項を約束した。１つ目は、青色TRVの顧客ファイルを希望する代替電力供給業者に提供すること、２つ目は、青色TRVの顧客および見込み客の電話加入手続を、市場オファーを受ける顧客および見込み客の手続から分離することである。

２．ADLCの2022年１月18日付決定に対するパリ控訴院への上訴

2022年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.3に記載されているとおり、ADLCは2022年１月18日付決定において、エネルギー小売事業者協会（ANODE）がADLCに対して行った異議申立ておよび保護措置の要求を却下した。かかる申立ては、EDFが青色規制販売料金（TRVE）の終了による影響を受けた非住宅用顧客のデータベースへのアクセスを維持することを拒否し、2020年12月31日に料金廃止契約に自動的に切り替えたことに関連する。しかしながら、ADLCは、ANODEが提出した事実は、申立てのあった慣行の存在を立証するのに十分な証拠に裏付けられていないと判断した。ANODEは結果的に、ADLCの2022年３月１日付決定を不服として上訴し、同時にEDFは2022年３月30日に自発的な介入を申し立てた。2022年11月３日付の決定で、パリ控訴院はEDFによる自発的な介入を認めないと判断した。2022年11月30日にEDFは、控訴院によるこの不受理の裁定に対して、フランス破毀院（*Cour de Cassation*）に上訴した。ADLCの2022年１月18日付決定に対する実質的な上訴手続は、依然として進行中である。

CGNの仲裁

1,750MWの原子炉２基の容量を有する台山原子力発電所の建設、操業、維持管理および運営を行う目的で設立されたTNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limitedの株主間協定に関連して、EDFは2021年１月に、シンガポール国際商業会議所（ICC）において、パートナーのChina General Nuclear Power Co., Ltd、Guangdong Nuclear Power Investments Co., LtdおよびTaishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd（総称して、CGN）に対して「解釈」の仲裁手続を開始した。

意見の相違は、会計方針、特に発電所の減価償却期間に関するものであり、EDFは減価償却期間を発電所の耐用年数と一致させるべきであると主張している一方で、CGNは、TNPJVCの期間に限定すべきと考えている。

裁定は2023年に予定されている。

2022年４月から12月までの期間中に46.20ユーロ／MWhの価格で代替供給業者に対して提供される追加の20TWhの電力をめぐる紛争

2022年１月13日、フランス政府は、2022年の消費者向け電力価格の上昇を抑えるための例外的措置を発表した。この措置には主に、EDFが2022年４月１日から12月31日までの期間中に46.20ユーロ／MWhの価格で追加の20TWhを適格な供給業者に対して提供することが含まれている。

この措置の実施条件は、2022年３月11日付命令および４つの決定によって規定されている。この命令では、46.20ユーロ／MWhの価格でこの追加の割当量の恩恵を受けるためには、適格な供給業者は、この追加割当でEDFから供与された容量と同等の容量を、2022年のフランス本土における配電用の暦基準商品の2021年12月２日から23日までの間に記録された卸売市場相場の平均価格、すなわち256.98ユーロ／MWhと同等の価格で、EDFに対して販売しなければならないと規定されている。

この措置は当社に大きな損害を与えたため、EDFは2022年５月にフランス政府に対し、2022年３月11日付命令およびそれに対応する決定の取消しを求める審査の申請を行った。２か月以内にフランス政府から回答がなかったことは、審査申請を拒否する暗黙の決定であると判断されたため、EDFは2022年８月９日にフランス国務院（*Conseil d'État*）に対し、命令およびそれに対応する決定について権力を乱用したとして上訴した。

同時にEDFは、フランスの首相に対して、問題となっている政府措置の実施に起因する損失（2022年６月末時点で推定8.34十億ユーロ）に対する補償を求める予備的要請を送付した。２か月の期限内にフランス政府から回答がなかったことから、補償請求を拒否することが暗黙のうちに決定されたため、EDFは、この制度に起因して生じた損失についてフランス政府から完全な補償を得るために、2022年10月27日にパリ行政裁判所に補償を求める訴えを起こした。

2023年２月３日に下された決定で、国務院（*Conseil d'État*）はEDFの訴えを棄却した。EDFが被った損失に対するフランス政府からの完全な補償を得るために、EDFがパリ行政裁判所で開始した補償に関する法的手続は継続中である。

簡易公開買付け（OPAS）に関する訴訟

EDFの少数株主の利益を擁護する団体は、フランス政府が2022年10月４日にAMFに対して提出した、１株当たり12ユーロおよび１OCEANE債当たり15.52ユーロの価格を定めたEDF株式の簡易公開買付け（OPAS）に関連して、複数の法的手続を開始した。

2022年11月24日、従業員持株会（FCPE Actions EDF）の監査役会およびエネルギー活動協会（*Énergie en Actions*）は、フランス政府の提案に対する意見を公表したEDFの取締役会による2022年10月27日付の決議の無効を求めて、パリ商事裁判所に本案の迅速な解決を求める訴えを提起したが、この請求は2022年12月16日にパリ商事裁判所によって却下された。

さらに2022年12月２日には、同じ２つの団体が、少数株主擁護協会（*Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires*またはADAM）とともに、フランス政府の提案が適用ある法令および規制条項を遵守すると宣言した、フランス金融市場監督局の2022年11月22日付の遵守決定を覆すことを求めて、パリ控訴院に訴えを提起した。通貨金融法L.621-30条に基づき、パリ控訴院の判決は、控訴の提起から５か月以内、すなわち遅くとも2023年５月上旬までに言い渡されることになっている。同時に、この決定を覆すための控訴の結果が出るまで、遵守決定の執行停止を申請した。2023年１月24日にFCPE Actions EDF、エネルギー活動協会（*Énergie en Actions*）およびADAMは、フランス政府によるコミットメントに従い、執行停止手続を撤回した（*2023年１月26日付プレスリリース「EDFの持分証券の簡易公開買付けのタイムテーブルの更新」を参照。*）。

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2022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、2022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、認識および測定の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、当面の間、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、当面の間、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年以内のその効果の及ぶ期間にわたって定額法その他合理的な方法で規則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、顧客への引渡しが実行された時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

IFRS第15号の本人か代理人かの区別に係る規定に準拠して、エネルギー引渡しサービスは、以下のいずれかに該当する場合に、売上高に認識される。

- これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合、または
- エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡し料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。

一部のグループ企業がそのリスク管理方針の下で実施するエネルギー・トレーディング業務および最適化取引は、購入額差引後の純額で認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の３つの場合に、時の経過に従って認識される。

- 当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合（特に運営および保守サービスの場合）。
- 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払い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」および企業会計基準適用指針第30号「収益認識に関する会計基準の適用指針」（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。

なお、2021年３月26日に改正企業会計基準適用指針第30号が公表され、電気事業及びガス事業における決算月の検針日から決算日までに生じた収益の見積りに係る使用量および単価の見積方法についての代替的な取扱いが定められている。改正企業会計基準適用指針第30号は、2021年４月１日以後開始する年度の期首から適用される。代替的な取扱いでは、使用量の見積りについては、その月の日数に対する未検針日数の割合に基づき日数按分により見積ること、単価の見積りについては、決算月の前年同月の平均単価を基礎とすることができるとされている。

(5) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した期に費用として計上される。IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

日本の「研究開発費等に係る会計基準」では、研究開発費はすべて発生時に費用として処理することを求めている。ただし、企業結合により被取得企業から受け入れた研究開発に係る資産は、その他の限られた項目と合わせて、その適用範囲から除かれている。

(6) リース取引

(a) 契約にリースが含まれているか否かの判定

IFRS第16号に基づいて、契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合には、当該契約はリースであるかリースを含んでいるとされる。法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産グループの使用を支配する権利を購入者に与える識別された取決めは、当グループによりリースとして取り扱われ、IFRS第16号を参照して分析される。

日本においては、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) 借手としてのリース契約の認識

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用権資産（「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用権資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利子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、借手の追加借入利子率が使用される。この利子率は、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子率を基礎とする。

その後、使用権資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、IFRS第16号により認められた２つの免除規定の適用を決定したため、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

日本では、企業会計基準第13号「リース取引に関する会計基準」により、リース取引は、「特定の物件の所有者たる貸手が、当該物件の借手に対し、合意された期間にわたりこれを使用収益する権利を与え、借手は、合意された使用料を貸手に支払う取引」と定義されている。借手は、リース取引をファイナンス・リース取引とそれ以外の取引（オペレーティング・リース取引）に区分する。ファイナンス・リース取引とは、解約不能かつフルペイアウトの要件を満たすものをいい、ファイナンス・リース取引に該当するかどうかについてはその経済的実質に基づいて判断すべきものであるとしている。ただし、解約不能リース期間がリース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上、または解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値がリース物件を借手が現金で購入するものと仮定した場合の合理的見積金額の概ね90%以上のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リースと判定される。ファイナンス・リース取引については、リース資産およびリース債務を、原則として、リース契約締結時に合意されたリース料総額からこれに含まれている利息相当額の合理的な見積額を控除する方法により計上する。当該利息相当額については、原則として、リース期間にわたり利息法により配分する。オペレーティング・リース取引については、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行う。なお、少額（リース契約１件当たりのリース料総額が300万円以下の所有権移転外ファイナンス・リース）または短期（１年以内）のファイナンス・リースについては、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行うことができる。

(7) のれんおよび長期性資産の減損

IFRSでは、資産に著しい減損が生じたかもしれない兆候がある場合で、かつ、資産の回収可能価額（資産または資金生成単位の公正価値から処分費用を控除した金額とその使用価値のいずれか高い金額と定義されている）が帳簿価額より低い場合に、資産の減損損失が認識される。

IFRSに基づく資産の使用価値は、日本の会計原則における割引後将来キャッシュ・フローと類似している。また、資産の公正価値の最善の証拠は、i)拘束力のある販売契約における価格、ii)市場価格、iii)貸借対照表日現在、取引の知識がある自発的な当事者の間で独立第三者間取引条件による資産の売却から得られる金額について、事業体が入手することのできる最善の情報とされている。一度認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損の理由が存在しなくなったか減少した場合には、戻し入れられる。

日本の会計原則では、資産または資産グループの減損の兆候が認められ、かつ帳簿価額が当該資産または資産グループの継続的使用およびその最終的な処分から生じると見込まれる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超過する場合に、回収可能価額（正味売却価額と使用価値のいずれか高い方）と帳簿価額の差額につき減損損失が認識される。また、一度認識された減損損失をその後の期間において戻し入れることは認められない。

(8) サービス委譲契約

IFRSでは、IFRIC第12号「サービス委譲契約」の対象となる委譲契約については、適用される報酬の方法に応じて、委譲契約の運営者はインフラを無形資産または金融資産として計上する。

IFRIC第12号の適用範囲外にある契約については、契約内容に応じて、IAS第16号、IAS第17号およびIAS第18号を適用することを求めている。

委譲の大部分について、当グループは、実質的に、委譲者はIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配という性質を持たないと考えている。そのため、IFRIC第12号は、当グループの委譲契約の特性により、連結貸借対照表および損益計算書に限定的な影響しか与えていない。

日本では、企業会計基準委員会の実務対応報告第35号「公共施設等運営事業における運営権者の会計処理等に関する実務上の取扱い」において、公共施設等運営権の対価について合理的に見積もられた支出額の総額を無形固定資産として計上し、原則として、運営権設定期間を耐用年数として定額法、定率法等の減価償却を行うこと等の、公共施設等運営事業における運営権者の会計処理が定められている。

(9) 補助金

IFRSでは、補助金については、補助金を用いて取得した資産の直接減額を行うか、または受け取った補助金を負債に含め、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振り替える。

日本の会計原則においては、補助金については、受け取った補助金を一時に損益計算書上の利益に計上するとともに、補助金を用いて取得した資産に係る圧縮損の計上、または剰余金の処分として純資産の部の一項目の積立金により圧縮記帳を行う。

(10) 金融商品

(a) 分類および測定

IFRS第９号「金融商品」では、金融資産及び金融負債を以下のように分類し、測定することが要求されている。

金融資産については、金融資産の管理に関する企業の事業モデル及び金融資産の契約上のキャッシュ・フロー上の特性の両方に基づき、以下のように事後測定するものに分類しなければならない。

- 償却原価で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローを回収することを保有目的とする事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- その他の包括利益を通じて公正価値で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローの回収と売却の両方によって目的が達成される事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- 純損益を通じて公正価値で事後測定するもの： 上記以外の場合。

ただし、企業は、当初認識時に、売買目的保有又はIFRS第3号「企業結合」が適用される企業結合における取得企業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。
- 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。
- 市場価格のない株式等については、取得原価をもって貸借対照表価額とする。
- 貸付金及び債権は、取得原価又は償却原価で測定される。
- 金融負債のうち支払手形、買掛金、借入金、社債その他の債務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) 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に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、損益計算書に計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計の方法は、原則として、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象（相場変動等による損失の可能性がある資産または負債で、予定取引により発生が見込まれる資産または負債も含まれる）に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べる方法（繰延ヘッジ）による。ただし、現時点ではその他有価証券のみを適用対象として、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益に反映させることにより、その損益とヘッジ手段に係る損益とを同一の会計期間に認識する方法（時価ヘッジ）の適用も認められている。在外営業活動体 に対する純投資に対するヘッジに関しては、IFRSと概ね同様の会計処理を適用することが認められている。

また、ヘッジ全体が有効と判定され、ヘッジ会計の要件が満たされている場合には、ヘッジ手段に生じた損益のうち結果的に非有効となった部分についても、ヘッジ会計の対象として繰延処理を行うことができる（なお、合理的に区分できる非有効部分については当期の純損益に計上することができる）。

金利スワップや為替予約を使用したヘッジ会計については、一定の総合的な処理が認められている。

(c) 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、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、回復する見込があると認められる場合を除き、時価をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損失として処理（減損処理）しなければならない。時価が50%程度以上下落した場合は著しく下落したときに該当する。また、回復する見込みがあると認められるときとは、株式の場合は期末日後おおむね１年以内に時価が取得原価にほぼ近い水準まで回復する見込みがあることをいう。債券の場合は市場金利や信用リスク等の要因を考慮して回復する見込みについて判断する必要がある。減損の戻入れは認められない。

(d) 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。

(e) 負債と資本の区分（金融商品の発行者における分類）

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、金融商品の発行者は、当初認識時に、契約の実質、並びに金融負債、金融資産および資本性金融商品の定義に従って、金融負債、金融資産または資本性金融商品に分類する。

日本では、会社法上の株式として発行された金融商品は、純資産の部に計上される。

(11) その他の包括利益の項目の表示

IFRSでは、包括利益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

・　リサイクルを伴う自己資本計上損益の構成項目。
・　リサイクルを伴わない自己資本計上損益の構成項目（これは雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動についてのみ関係する）。
・　これらの自己資本計上損益の種類毎の関連会社持分。

日本の会計原則では、その他の包括利益の項目について上記の区別を行うことは求められていない。

(12) 借入コスト

IFRSでは、改訂後IAS第23号「借入コスト」により、適格資産の取得、建設または製造に直接的に起因する借入コストの即時費用処理を認める選択肢が廃止され、これらの費用を当該資産の原価の一部として資産計上することが求められている。適格資産とは、使用または販売に供されるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されてはいない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(13) 新株発行費

IFRSでは、新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含み、当該費用は、税引後の金額で、発行プレミアム（資本剰余金）から控除される。その他の費用はすべて、当期の費用となる。

日本の会計原則においては、株式交付費（新株の発行または自己株式の処分に係る費用）は、原則として、支出時に費用として処理する。ただし、企業規模の拡大のための資金調達などの財務活動に係る株式交付費については、繰延資産に計上することができ、この場合には、３年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(14) 引当金

IFRSでは、以下の３つの条件を満たす場合に引当金を計上する。

・　決算日前までに過去の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または解釈上の）がある場合。
・　その債務を支払うために、経済的便益を具現化した資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
・　債務額につき、信頼に足る見積りが可能な場合。

日本の会計原則では、将来の特定の費用または損失について、その発生が当期以前の事象に起因し、発生の可能性が高く、その金額を合理的に見積もることができる場合に、当期の負担に属する金額を当期の費用または損失として引当金に繰り入れる。また、引当金の現在価値への割引に関する包括的な定めは存在しない。

(15) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IAS第19号「従業員給付」では、確定給付費用の内訳を次のように認識することが求められている。

・ 勤務費用を純損益に認識する。
・ 確定給付負債（資産）の純額に係る利息純額を純損益に認識する。
・ 確定給付負債（資産）の純額の再測定をその他の包括利益に認識する。

その他の包括利益に認識した、確定給付負債（資産）の純額の再測定は、その後の期間において純損益に振り替えてはならない。

同基準に基づき、EDFグループの従業員給付引当金は以下のように評価および認識されている。

- 権利未確定の過去勤務費用の即時認識。
- 従業員給付制度の管理および金融費用の当期勤務費用への算入ならびに当該費用のために過年度に設定された引当金からの相当額の戻入。
- 制度資産からの収益控除後の債務にかかる利息費用に相当する「純利息費用」の金融損益への算入。制度資産は、現在、債務の測定に適用される割引率と同じ率を使用して評価されている。債務の割引率と制度資産の実際運用収益率との間の差額は自己資本に直入される。

当グループは、数理計算上の差異を「SoRIE」方式によって全額認識している。

日本の会計原則では、確定給付型年金制度について、過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を毎期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたっては合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。また、制度資産については、日本では、期首の年金資産の額に合理的に予想される収益率（長期期待運用収益率）を乗じて算定する。

(b) 有給休暇に対する引当て

IFRSでは有給休暇に対する引当てを認識しなければならないが、日本の会計基準ではこうした引当ては要求されていない。

(16) 売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業

IFRSでは、売却目的で保有する資産および負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。非継続事業からの利益は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

日本においては、売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業に関する上記のような会計基準はない。ただし、売却または廃棄予定の固定資産は「固定資産の減損に係る会計基準」等に従って会計処理される。

(17) 賦課金

IFRSでは、IFRIC解釈指針第21号において賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象が明確にされている。同解釈指針は、税金負債計上の契機となる事象を、関連法規の適用下で賦課金の支払義務を生じさせる活動と定義している。

この解釈指針は、企業がある特定の日現在で営業を行っているか、またはその活動においてある最低閾値に達した場合に支払義務が生じる年次税の会計処理について取り扱っている。一定の税金は、通年にわたり配分され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局（ANC）が発行した2014年６月５日付規則2014-03により提示された、フランスのプランコンタブルジェネラル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。非上場有価証券の帳簿価額はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。未実現損失がある場合は、未実現利益と相殺することなく、当該損失の全額について引当金が計上される。

日本の会計原則では、有価証券（子会社株式・関連会社株式を除く）は経営者の保有目的およびその能力により以下のように分類および会計処理される。

ⅰ）売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ⅱ）満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

ⅲ）その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

市場価格のない株式等については、取得原価をもって貸借対照表価額とする。

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Ⅱ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」において、個別財務諸表における当面の取扱い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１　３（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

本株式を相続し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　2021年１月１日　至　2021年12月31日)	2022年６月28日関東財務局長に提出
(ロ) 半期報告書 半期報告書およびその添付書類 (自　2022年１月１日　至　2022年６月30日)	2022年９月30日関東財務局長に提出
(ハ) 半期報告書の訂正報告書 2022年９月30日関東財務局長に提出した半期報告書の訂正報告書	2022年10月３日関東財務局長に提出
(ニ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の５第４項および企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第２項第１号の規定に基づく臨時報告書)	2022年６月28日関東財務局長に提出
(ホ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の５第４項および企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第２項第１号の規定に基づく臨時報告書)	2022年10月３日関東財務局長に提出
(ヘ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の５第４項および企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第２項第９号の規定に基づく臨時報告書)	2023年５月８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.

22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

_____

Rapport des commissaires aux comptes

sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2022

_____

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 2022, 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 sur la période du 1er janvier 2022 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

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux

risques d’anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l’audit des comptes consolidés de l’exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s’inscrivent dans le contexte de l’audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n’exprimons pas d’opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés *Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l’annexe aux comptes consolidés*	
Point clé de l’audit	**Réponses apportées**

Au 31 décembre 2022, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 43 382 millions d'euros, dont 23 854 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 528 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 1.3.4.2 et 15 de l'annexe et intègre des enjeux environnementaux comme rappelé en note 20.2.1. 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 hypothèses retenues 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, de gestion des combustibles usés et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers, d'inflation et d'actualisation. En particulier elles prennent en compte en 2022 les effets de la hausse du taux d'actualisation réel retenu et de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Par ailleurs comme chaque année, les combustibles consommés augmentant les volumes à retraiter et les effets spécifiques des révisions des plannings ou de devis de déconstruction sont également reflétés dans les variations des provisions.

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, 15.1.2 et 18.1). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, impactée par la baisse des marchés financiers, d'un montant de 33 904 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 609 millions d'euros) au 31 décembre 2022, 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, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter la charte d'investisseur responsable mise en place depuis 2020.

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, intégrant les évolutions de l'exercice.

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 les hypothèses intègrent les études menées en préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021 et dont le devis représente 21 381 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 125 millions d'euros en valeur actualisée (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 depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts 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

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 d’hypothèses de déconstruction de retraitement des combustibles usés, et de stockage, de coûts, d’incertitudes et d’aléas pris en compte, de taux d’inflation et de taux d’actualisation à long terme, ainsi que de durées d’amortissement des centrales en exploitation et d’échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d’actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de 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.

leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9 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 et techniques (note 15.1.1.5) et sur la prise en considération des enjeux liés au climat et à l’environnement (notes 20.2.1 et 20.4).

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels *Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l’annexe aux comptes consolidés*	
Point clé de l’audit	**Réponses apportées**

Au 31 décembre 2022, 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 1.3.4.4 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. La note 20.2.2 décrit également la manière dont les enjeux liés au changement climatique et au développement durable sont pris en compte au travers 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.

Ces tests ont donné lieu, comme indiqué en note 10.8 de l'annexe, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 1 762 millions d'euros en 2022, dont 1 176 millions d'euros sur le goodwill et 551 millions d'euros sur les actifs nucléaires en construction d'EDF Energy.
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, sensibilité renforcée au regard du contexte particulier de l'année 2022, marqué par la hausse et la volatilité des prix de l'énergie, la hausse de l'inflation, des taux d'intérêt et des taux d'actualisation, par la baisse de la production nucléaire en France et enfin par la mise en œuvre de mesures gouvernementales afin de limiter les effets de la hausse des prix de l'énergie pour les consommateurs.

En particulier, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché marqué par un accroissement des efforts européens de décarbonation du mix électrique, des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables, des réglementations limitant les hausses tarifaires ou un accès aux moyens de

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs ou de reprises 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 budgétaires des UGT 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 examiné, 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'interconnections 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 notamment vérifié que les hypothèses sous-tendant les scénarios de prix long terme retenus s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, tel que décrit en note 10.8.2 et examiné le caractère raisonnable, au regard d'IAS 36, de l'hypothèse retenue d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix en France retenue à partir de 2026, fin du dispositif Arenh, décrite en annexe.

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.

Enfin, nous nous sommes assurés que 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.

production contraint, 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.

Evaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France
Notes 1.3.4.8 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 7 898 millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils intègrent un montant de 6 812 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022. Les impôts différés actifs non reconnus relatifs à cette perte fiscale, indéfiniment reportable, s'élèvent à 1 060 millions d'euros au regard des incertitudes inhérentes à son imputation sur des bénéfices imposables dans un horizon prévisible. Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêté dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2022, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du groupe de reconnaissance des impôts différés actif. Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bien-fondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.	Notre approche d'audit a consisté à étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs. Nous avons, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit : ● pris connaissance du processus d'élaboration du budget 2023 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ; ● apprécié la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2026 ; ● comparé les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ; ● pris connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ; ● étudié les hypothèses retenues pour la réalisation des analyses de sensibilité dans le cas de scénarios défavorables définis par le Groupe. Nous avons par ailleurs apprécié le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe.

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 Directeur Général. 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.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, 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 2022, KPMG S.A. était dans la 18ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 21ème année sans interruption, dont pour les deux, 18 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 16 février 2023

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A. Deloitte & Associés

Marie Guillemot Michel Piette Damien Leurent Christophe Patrier

次へ

フランス電力

登録事業所：ワグラム通り22－30、パリ75008

連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2022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2022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2022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、2022年１月１日から本報告書の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

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、1.3.4.5、15、18.1および20

監査上の主要な検討事項	対応
2022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43,382百万ユーロであり、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23,854百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する19,528百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記1.3.4.2および15に記載されている規制状況に依存し、注記20.2.1に記載されている環境問題を織り込んでいる。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。選択された仮定は、適用される規制、廃炉、使用済燃料管理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、インフレおよび割引に関する、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。具体的には、2022年度においては、(i)実質割引率の上昇、(ii)実際のインフレに関連する2022年度末の経済状況の調整による影響を反映している。さらに、毎期と同様、引当金の変動には、再処理予定の使用済燃料量の増加ならびに計画および廃炉費用見積りに関する個別の修正による影響が含まれる。 さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記1.3.4.5、15.1.2および18.1）。専用資産の実現可能価額は、金融市場の低迷による影響を受け、2022年12月31日現在33,904百万ユーロ（正味帳簿価額31,609百万ユーロ）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。これらの専用資産は、成長資産、固定収益資産および利回り資産に分類され、2020年度に施行された責任投資家憲章に準拠する義務がある。 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、特に廃炉、使用済燃料の再処理および貯蔵、コスト、不確実性および偶発事象、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、ならびに当期中の仮定の変更に基づく、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、以下の妥当性を評価した。 ・ 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（2021年以降にフェッセンハイムの解体準備のために実施された調査を含む）。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で21,381百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,125百万ユーロである（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、2020年度以後に適用される会計基準および規制上の措置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または専門知識に基づく文書と照合した。 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、特にマクロ経済および技術上の仮定の変動に対する引当金評価の感応度（注記15.1.1.5）ならびに考慮された気候および環境問題（注記20.2.1および20.4）に関して検証した。

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、10および20.2.2

監査上の主要な検討事項	対応
2022年12月31日現在、のれん、有効期間が確定できない無形資産、有形固定資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資は、グループの自己資本の重要金額に相当する。それらは大部分が非規制業務に関係している。 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。注記20.2.2.はまた、減損テストにおいて気候および環境問題がどのように考慮されたか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。 当該テストの結果、注記10.8に記載された通り、2022年度において、EDF Energyののれんに係る1,176百万ユーロおよび建設中の原子力資産に係る551百万ユーロを含む、合計1,762百万ユーロの減損が計上された。 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。この感応度は、2022年度に特有の、エネルギー市場価格、インフレ率、金利および割引率の上昇およびボラティリティ、フランスにおける原子力発電量の低下、ならびに最終顧客への請求額を制限するために実施された政府の措置等の状況により高まっている。 特に、注記10.8.2に記載された通り、電力価格の上昇傾向、欧州の電力構成の脱炭素化に向けた取り組みの拡大および持続的な低金利を伴う市場環境において、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、法律による料金引上げ制限または発電所の逼迫は、非規制業務に関係する一定ののれん、無形および有形資産の回収可能価額を著しく減少させ得るものであり、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（または減損損失の戻入）の兆候の有無をCGUレベルで検証した。 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)CGU予算データ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。 特に、私たちは、注記10.8.2に記載された通り、長期価格シナリオの基礎となる仮定が、欧州の脱炭素化目標に沿っていることを検証し、当該注記に記載された通り、フランスにおいてARENH制度が終了する2026年度以後に適用される料金および価格の構築における、全面的に市場のエクスポージャーにさらされるとの仮定について、IAS第36号に照らし、その合理性を検証した。 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。 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検証した。

フランスの繰越欠損金に関する繰延税金資産の評価および会計処理

連結財務諸表に対する注記1.3.4.8および９

監査上の主要な検討事項	対応
繰越欠損金に関する繰延税金資産は、2022年12月31日現在7,898百万ユーロである。これはフランスの納税グループの2022年度に係る損失に関する6,812百万ユーロを含む。この欠損金に関する未認識の税金資産の額は1,060百万ユーロであり、予見可能な対象期間内におけるフランスの将来の課税所得への配分に関する不確実性に起因している。 注記９に記載された通り、グループは納税企業または納税グループのレベルで繰延税金を算定し、繰延税金資産は、納税企業または納税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有する可能性が高い場合に限り認識される。2022年12月31日現在、グループの会計方針に従い、この予見可能な将来は、フランスの納税グループについては10年間に相当する。 私たちは、フランスの繰越欠損金に関する繰延税金資産の評価および会計処理を、その期末日現在における重要性、予想される回収可能性を見積るための仮定の感応度、ならびに、特に将来の課税所得および経営者の判断に関する会計処理の正当性を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。	私たちの監査アプローチは、グループが同日までに発生した繰越欠損金を10年内に利用できる可能性を見積るために経営者が使用した文書を、特にフランスの納税グループが将来の課税所得を生み出す能力に関して評価することにあった。 私たちは、私たちの内部専門家の支援を得て以下を実施した。 ・ 経営者が策定し取締役会が承認した2023年度予算の作成過程、およびグループ内の財務上の軌跡の基礎となる仮定を査閲した。 ・ 2026年度以後の課税所得の推定方法の妥当性を評価した。 ・ 課税所得予測の作成過程の信頼性を評価するために過年度の所得予測と関連年度の実績とを比較した。 ・ 予測対象期間中における主要な一時差異の解消を分析した。 ・ グループの定める不利なシナリオが発生した場合の感応度分析の実施に使用された仮定を検証した。 私たちはまた、添付の注記９においてこれらの繰延税金資産につき提供された情報の妥当性についても評価した。

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。

欧州単一電子フォーマットに準拠した連結財務諸表のブロックタグ付けに固有の技術的限界により、注記の一部のタグの内容は、添付の連結財務諸表と同一に表示されない場合がある。

さらに、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。

2022年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で18年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で21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18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、2023年２月16日

法 定 監 査 人

KPMG S.A.		デロイト・エ・アソシエ	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

Electricité de France S.A.

22-30 Avenue de Wagram 75008 PARIS

Rapport des commissaires aux comptes

sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2022

À 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 2022, 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 1er janvier 2022 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

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés *Notes 1.2.2, 16 et 26 de l’annexe aux comptes annuels*	
Point clé de l’audit	**Réponses apportées**

Au 31 décembre 2022, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 43 382 millions d'euros, dont 23 854 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 528 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 la note 26 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 hypothèses retenues 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, de gestion des combustibles usés et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers, d'inflation et d'actualisation. En particulier elles prennent en compte en 2022 les effets de la hausse du taux d'actualisation réel retenu et de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Par ailleurs comme chaque année, les combustibles consommés augmentant les volumes à retraiter et les effets spécifiques des révisions des plannings ou de devis de déconstruction sont également reflétés dans les variations des provisions.

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 26.6). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, impactée par la baisse des marchés financiers, d'un montant de 33 904 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 30 190 millions d'euros) au 31 décembre 2022, 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, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter la charte d'investisseur responsable mise en place depuis 2020.

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, intégrant les évolutions de l'exercice.

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 les hypothèses intègrent les études menées en préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021 et dont le devis représente 21 381 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 125 millions d'euros en valeur actualisée (note 26.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 26.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts 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

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 d’hypothèses de déconstruction de retraitement des combustibles usés, et de stockage, de coûts, d’incertitudes et d’aléas pris en compte, de taux d’inflation et de taux d’actualisation à long terme, ainsi que de durées d’amortissement des centrales en exploitation et d’échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d’actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de 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.

leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 16 (Principes et méthodes comptables - Titres Immobilisés de l’Activité de Portefeuille).

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 et techniques (note 26.5.3).

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.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacré 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 attribuées 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 la 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 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 mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, 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 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 le cabinet KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour le cabinet Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2022, le cabinet KPMG S.A. était dans la 18ème année de sa mission sans interruption et le cabinet Deloitte & Associés dans la 20ème année sans interruption, dont pour les deux, 18 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 la Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.822-10 à L.822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 16 février 2023

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Marie Guillemot

Michel Piette

Deloitte & Associés

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

2022年12月31日終了年度

フランス電力の株主総会御中：

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2022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2022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、2022年１月１日から本報告書の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

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、16および26

監査上の主要な検討事項	対応
2022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43,382百万ユーロであり、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23,854百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する19,528百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、財務諸表に対する注記26に記載されている規制状況に依存する。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。選択された仮定は、適用される規制、廃炉、使用済燃料管理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、インフレおよび割引に関する、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。具体的には、2022年度においては、(i)実質割引率の上昇、(ii)実際のインフレに関連する2022年度末の経済状況の調整による影響を反映している。さらに、毎期と同様、引当金の変動には、再処理予定の使用済燃料量の増加ならびに計画および廃炉費用見積りに関する個別の修正による影響が含まれる。 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26.6）。専用資産の実現可能価額は、金融市場の低迷による影響を受け、2022年12月31日現在33,904百万ユーロ（正味帳簿価額30,190百万ユーロ）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。これらの専用資産は、成長資産、固定収益資産および利回り資産に分類され、2020年度に施行された責任投資家憲章に準拠する義務がある。 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、特に廃炉、使用済燃料の再処理および貯蔵、コスト、不確実性および偶発事象、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、ならびに当期中の仮定の変更に基づく、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、以下の妥当性を評価した。 ・ 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（2021年以降にフェッセンハイムの解体準備のために実施された調査を含む）。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で21,381百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,125百万ユーロである（注記26.5.3）。 注記26.5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、2020年度以後に適用される会計基準および規制上の措置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または内部の専門知識に基づく文書と照合した。 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、会計処理および評価、特に注記16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、特にマクロ経済および技術上の仮定の変動に対する引当金評価の感応度（注記26.5.3）に関して検証した。

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.441-6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が受け取ったかまたは取締役に付与された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連結の範囲に含まれる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と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、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。

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 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。

2022年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で18年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で21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18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、2023年２月16日

法　定　監　査　人

KPMG S.A.		デロイト・エ・アソシエ	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier