

【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】 2025年6月20日
【事業年度】 第2024年度（自 2024年1月1日 至 2024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 ベルナール・フォンタナ
(Bernard Fontana, 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 野 原 新 平
同 大 栢 健太郎
同 藤 村 圭 汰
同 多加谷 慶一郎
【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)6775-1800
【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、2025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=163.67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) 本書において将来に関する事項が記載されている場合、当該事項は本書の対象となる当グループの連結事業年度末現在において判断したものである。
- (7) 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。

調整メカニズム	2003年4月1日にRTE（送電系統事業者）によって作成されたメカニズムで、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。
ANDRA	フランス放射性廃棄物管理庁。1991年12月30日付の法律に従って設立された、放射性廃棄物の長期管理を担う商工業公益機関。
ASN／ASNR	フランス原子力安全当局（ <i>Autorité de sûreté nucléaire</i> ）／フランス原子力安全・放射線防護機関（ <i>Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection</i> ）。2025年1月1日に2024年5月21日付法律第2024-450号第1章（第20条）が施行されて以来、ASNおよびIRSN（フランス放射線防護原子力安全研究所）の活動は、独立した行政機関であるフランス原子力安全・放射線防護機関（ASNR）という新しい機関に統合された。その任務の詳細については、「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。
バランス責任企業	RTEが、バランス責任企業の監督下でリスクを共有する利用者のポートフォリオにおける予測と実際の消費量および生産量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に生じる影響を利用して、保険会社の役割を果たす。
ベクレル（Bq）	放射能測定のための国際的な法的単位。1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または木材廃棄物を燃焼することにより、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	熱と電力の併合生産のための技術。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。これにより、単一の設備で、暖房（温水または蒸気）および電力の両方を必要とする企業用顧客と地方自治体の需要に対応することができる。このシステムは発電過程のエネルギー効率を上げ、平均で燃料消費を20%削減することが可能である。
コンバインド・サイクル・ガス	天然ガス火力発電所で電力を生成する技術。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。天然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を生成する。この排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成し、その蒸気が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。
輻輳	国内の送電網の相互接続が、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。

配電網	送電網の下流部分で、低・中電圧配電網は、最終顧客（個人、地方自治体、中小企業等）への供給を担う。
電力供給	電力需要は以下の4種の消費に分類される。 ・「ベースロード」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。 ・「準ベースロード」供給は、冬季の間、発電および消費される電力をいう。 ・「ピークロード」供給は、1年の間で、電力の発電または供給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、「ベースロード」供給への補充供給である。
再濃縮ウラン	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と呼ばれる。
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。
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効率的に使用するために、ウラン235を濃縮し、ウラン235の比率を約4%まで高める。
EPR	現在建設中の最新世代（第3世代）の欧州加圧水型原子炉であり、独仏間の協力により誕生し、高度な安全性、環境パフォーマンスおよび技術パフォーマンスを提供する。
欧州グリーン・タクソノミ	2021年6月4日付欧州委員会委任規則（EU）第2021/2139号は、欧州議会および欧州理事会の規則（EU）第2020/852号を補足し、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。
フッ素化（転換）	「転換」とも呼ばれる。フッ素化とは、ウラン化合物を精製し、六フッ化ウラン（UF ₆ ）へ転換する処理をいい、この処理を経て、現在の技術を用いてそれらの濃縮が可能となる。
集合体燃料	EDFの加圧水型原子炉で使用される核燃料は、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の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、原子炉容器内に隣り合わせに搭載され（例えば1,500MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）、原子炉の炉心を形成する。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。
燃料サイクル	核燃料サイクルは、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を含むフランス国内外のすべての産業工程を包含する。「第2-3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」を参照。

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。人間の活動に起因するかかるガスの排出（人為的な排出）の増加は、地球の平均気温を上昇させ、気候変動に重大な影響を与えている。京都議定書は、二酸化炭素（CO ₂ ）、メタン（CH ₄ ）、亜酸化窒素（N ₂ O）、ハイドロフルオロカーボン（HFC）、ペルフルオロカーボン（PFC）、六フッ化硫黄（SF ₆ ）および（2013年より）三フッ化窒素（NF ₃ ）を主な7種類の温室効果ガスとして対象としている。
水素	「グレー」水素と呼ばれているものは、天然ガスを水素に変換する際に二酸化炭素を発生させる。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。「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。「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、太陽光パネルまたは水力発電所で発電した電力は、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。
水力発電容量	通常の水理条件の下で水力発電施設が認可されている最大出力において生産することができる最大電力容量。しかしながら、水力発電施設の発電量は、年ごとに水理条件（降雨および降雪）に応じて変動し、時として著しく変動することもある。渇水の年には、発電可能指標は、通常の水準から20%以上の差を示すことがある。
IAEA	ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。
INB	基礎原子力施設。
相互接続	ある国の送電網を近隣国の電力網に接続することにより、異なる国間のエネルギー交換を行うことを可能にする電力送電基幹施設をいう。
中間貯蔵	中間貯蔵は放射性廃棄物管理プロセスの中間段階である。中間貯蔵では、その後の最終貯蔵で回収することを目的として（さらなる管理の後になる可能性もある。）、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隔離する。中間貯蔵施設は、廃棄物の生産者（EDF、Orano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場所の近傍に位置する。
IRSN	フランス放射線防護原子力安全研究所。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。
LDC	フランスの地方配電会社。地方配電会社（LDC）は、独占区域において最終顧客に電力を販売および配電する。
液化天然ガス（LNG）	−162℃に冷却することで液化し、容積が600分の1に縮小された天然ガス。
負荷制限	顧客が補償と引換えに、電力容量を自主的に削減することをいう。負荷制限は、小規模な消費拠点の行動の集約による場合は、「分散」される。
人・シーベルト	集団積算線量を表す単位。1人・シーベルトは、1,000人が1 mSv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。

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に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、エネルギー貯蔵施設ならびに需要の監督および管理の手段を組み合わせている。マイクロ送電網は配電網に直接接続することが可能で、また配電網から分離して動作することも可能である（アイランド化）。
測定	電力網接続のある地点で、送電または配電された電力量（出力、周波数、有効エネルギーおよび無効エネルギー）を記録するシステム。
MW/MWh	メガワット／時（MWh）は、設備で発電されるエネルギーの単位で、設備出力（メガワット（MW）で表す。）に運転時間を掛けたものに等しい。 1 MW＝1,000キロワット＝1 百万ワット 1 MWh＝1 MWの出力で1時間あたりに発電されるエネルギー＝1 メガワット／時 1 GW＝1,000MW＝1 十億ワット 1 TW＝1,000GW
累積削減メガワット時（MWhc）	累積削減メガワット時（またはMWhc）は、省エネ証書の計測単位であり、運転期間中に削減された累積エネルギー節約量に当たる。
非相互接続地域	フランス本土のネットワークと（電線により）接続されていないフランスの一部の地域（コルシカ島ならびに海外県および海外地域）。
原子力の安全性	原子力の安全性には、事故のリスクを防止し、事故の影響を抑えるためのあらゆる技術的、組織的および人的な対策が含まれ、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。
原子力発電機	原子力蒸気供給システムおよびタービン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は2基または4基の発電機を有するが、中には6基有するものもある。
発電所供給力	（技術的に利用不可能な事態のみを考慮に入れた場合の）理論上の最大電力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（すなわち、設備容量×8,760時間）の比率として定義される。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）のみを考慮に入れて計算され、発電所の工業的パフォーマンスを特性づける。
プルトニウム（Pu）	原子番号94（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。

放射線防護	発電所には、燃料そのもの、中性子束により放射化された機器（特に容器または容器の開口部といった炉心に近接する機器）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な電離放射線源が存在する。人体への放射線被曝量は、線量当量によりシーベルト（Sv）で数値化される。「集団線量測定」と呼ばれる人・シーベルトで表される線量当量の合計は、すべての関係者が被曝した放射線量を示す指標として用いられている。発電所の作業員の動員により、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。
放射性廃棄物	原子力エネルギー産業は脱炭素化された電力を生産するが、放射性廃棄物も生成する。 短寿命廃棄物は、全体量の90%超を占めるが、放射性廃棄物全体の0.1%に過ぎない。そのため、かかる廃棄物は放射能レベルにより、極低レベル廃棄物（VLLW）および低レベル廃棄物（LLW）の2つの下位カテゴリーに分類される。 長寿命の中レベル（ILW-LL）および高レベル廃棄物（HLW-LL）は少量（全体量の10%未満）しか産出されないが、放射性廃棄物のほぼすべて（99.9%）を占める。
再生可能エネルギー	初期資源を破壊することなく生成できるエネルギー。水力エネルギー、風力エネルギー、太陽光エネルギー、海洋エネルギー（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・エネルギー（最近まで生きていた生物、とりわけ木材や有機廃棄物からのバイオ・エネルギー）が含まれる。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再生可能エネルギーとみなされることが多い。
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使用済燃料の再処理。
RepU（再処理ウラン）	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燃料集合体は、しばしば原子炉の燃料交換に用いられる。

スコープ1、スコープ2およびスコープ3	EDFは毎年、GHGプロトコル企業基準の原則に従って算出される排出量について、当グループを対象としたGHG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（火力発電所および熱供給設備からの二酸化炭素（CO₂）、メタン（CH₄）および亜酸化窒素（N₂O）の排出、居住施設の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（SF₆）および冷媒液の一時的な排出等）が対象となる。 ・スコープ2は、EDFの配電会社の電力網に起因する損失に関連する間接排出およびEDF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、EDF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、EDF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、核燃料を含む上流の燃料関連の排出、リース資産、下流における副産物の貨物輸送等）、EDFの顧客から生じるその他の間接排出（上流の排出、最終顧客に再販するために購入したガスの燃焼、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EDF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、送電および配電に伴う上流の排出およびネットワークの損失、EDFで使用する電力、暖房および冷房の消費量に伴う上流の排出およびネットワークの損失、廃棄物処理、従業員の移動等）が対象となる。
系列	原子力産業において、発電所の系列とは、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モデルには、900MW系列（各約900MWの原子炉が現在32基稼働中）、1,300MW系列（20基）および1,450MW系列（4基）の3系列が含まれる。
スマート・シティ	スマート・シティは、新たな都市開発コンセプトである。その目標は、物やサービスのエコシステムを用いた新たな技術によって、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、スマート・ロードおよびスマート・カー、カープール、自転車または徒歩による「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。
SMR	小型モジュラー炉（SMR）は、1基以上の原子炉で構成される、容量が300MW未満の小規模発電所である。この低い容量により、特定のシステムを縮小し、設計を標準化することが可能になり、ひいては建設期間を短縮し、競争力を高めることができる。
STEP	揚水発電所。揚水発電所では、海拔の異なる2つの貯水池がポンプで繋がれ、タービンを通過す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。

(核燃料の)貯蔵	貯蔵とは、放射性廃棄物パッケージを、最終的な管理を確実にできる施設（例えばCSA（短寿命・低中レベル放射性廃棄物を受け入れるオーブ県の貯蔵施設）、ANDRAのオーブ県の貯蔵施設）に、長期にわたる安全性とリスク管理を保障する条件下で設置することである。
システム・サービス	システム・サービスとは、送電網事業者であるRTEと発電事業者の共同作業によって利用者（電力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、発電事業者からの初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。
サーム（th）	1 サーム（th）は1,163kWh、または4,186百万ジュールに相当する。
送電網	発電所から配電網または直接接続している工業用地への高圧および超高压送電網。主要な送電網および連系線（400kVおよび225kV）ならびに地方のサブ送電網（225kV、150kV、90kVおよび63kV）で構成される。
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。 ・99.3%の割合を占めるウラン238（核分裂性同位体に転換可能） ・0.7%の割合を占めるウラン235（核分裂性同位体に転換可能） ウラン235は唯一の天然核分裂性の同位体であり、エネルギー源として使用できる性質を有する。
ガラス固化	高温でガラス板と混合することによって、高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。

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国有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（以下「本政令」という。）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応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、3511Zである。

③ 設立

株式会社の設立には、当社のようなフランス政府が唯一の株主である会社を除いては、個人または法人である2人以上の株主が存在しなければならない（2024年4月11日付フランス法第2024-33号第1条）。

2005年11月21日、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た。

2024年12月31日現在、当社の株式資本は、（i）2023年6月8日に実施されたスクイーズアウト手続、（ii）2023年7月31日に実施された888,511株の自己株式（*actions auto-détenues*）の消却、および（iii）OCEANE債218,696,799口の株式への転換の結果、フランス政府が全額保有する普通株式2,084,365,041株からなる。

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、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含む届出書類（*Document d'Enregistrement Universel*）を毎年提出する。直近では2025年3月27日に第25-0183号（2024事業年度）として同書類を提出した。かかる年次報告書には、本書の開示前各2事業年度の当社および子会社の財務書類記録が含まれる。さらにEDFは、公開会計項目ならびに当社の組織、事業、リスク、財務状態および業績に関連する新事実に関する最新情報をAMFに対し定期的に提出する場合がある。

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

⑤ 事業年度

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

⑥ 株式

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

フランス・エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、フランス政府は当社の株式資本の100%を保有していなければならない。

⑦ 利益の分配

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

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

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

さらに株主総会は控除対象の準備金の項目を明示することにより、処理可能な準備金から控除し分配する金額を決定することができる。しかしながら、配当金は当該事業年度の分配可能利益から優先的に控除される。条件に従い、年次財務書類の承認前に中間配当の支払を行うことができる。

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

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

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

⑧ 株主および株主総会

（下記、「⑩（i）総会、参加要件、議決権」を参照。）

株主の責任は、当該株主の有する株式の引受価額を限度とする。株主は、適用される法律に別段の定めがある場合または臨時株主総会での決定がある場合を除き、当該株主の有する株式の数に応じて新株の割当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100%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、本政令第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、2025年6月20日現在、取締役会には、本政令第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、17名（10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。

本政令第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。

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に除く取締役会が交代し、更新される。

段階的な更新日以外の日に新たな取締役に任命する場合における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。

2023年6月28日の株主総会において、2028年12月31日に終了する6事業年度の期間について、法定監査人として、カーペーエムジェー エス アを再任し、デロイト・エ・アソシエに代わってブライスウォーターハウスクーパース オーディットを任命することを決定した。

・カーペーエムジェー エス ア、代表者：マリー・ギュイモ氏およびジャック・フランソワ・レチュ氏、住所：Tour EQH0, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex

・ブライスウォーターハウスクーパース オーディット、代表者：セヴリーヌ・シェール氏およびセドリック・ハーザー氏、住所：63, rue de Villiers, 92200 Neuilly-sur-Seine

上記の指定された監査人はEDFの2024年のDocument d'Enregistrement Universelに記載の財務書類を証明する。

⑩ 株主総会

(i) 総会、参加要件、議決権

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

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ない会社は、定款において株主総会の招集規則を定めている。かかる点に関して、株主総会の招集通知 (*avis de convocation*) 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日前に通知される。ただし、緊急の場合には24時間前に開催通知を送付することができる。株主総会の招集通知 (*avis de convocation*) の条件は、フランス商法第R.225-66条から第R.225-70条により定められている。特に、株主総会開催日の少なくとも15日前までに、登記上の事務所が所在する県の法定公報 (*support habilité à recevoir des annonces légales dans le département du siege social*) への掲載または書簡もしくは書留郵便によって、招集通知がなされなければならない。

株主総会は、全額が払込済みである株式を保有しており、株式が自己名義の口座または分散型電子台帳（*dispositif d'enregistrement partagé*）に登録されることによって株主総会参加の権利が正当化される、すべての株主により構成される。

すべての株主は、株主総会において配偶者または他の株主を代理とすることができる。

また、すべての株主は、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は、電子的書式により作成し、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。

（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、その所有者に対して、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（フランス政府が保有するEDF株式には、*Bpifrance*が保有するEDF株式が含まれる。）は、2024年12月31日現在、EDF株式4,168,730,082株（株式資本およびEDFの議決権の100%）を保有していることを明らかにした。

⑪ 証券の保有者の確認

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。

⑫ 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、2024年6月11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）記載の法規定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、資産の抛出、有価証券もしくは会社株式（*droits sociaux*）の引受けもしくは買取り、持分取得、合併、提携またはその他方法の如何を問わず、上記の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2,084,365,041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4,168,730,082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、フランス政府は当社の株式資本の100%を保有していなければならない。フランス政府が保有する資本金の割合は、該当する場合、当社のグループ貯蓄制度に加入している当社の従業員および元従業員が保有する資本金の割合により（命令で定められた限度額まで）減額される。

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の裁判長（*Président du Tribunal des activités économiques*）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、記名式（*au nominatif*）で保有されなければならない。株式は、適用ある法令および規則に従うことを条件とし、当社が各株主の名義で開設した口座に登録される。

上記、「(1) ⑩ 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、適用ある法令および規則に従うことを条件とし、自由に取引可能である。株式は、適用ある法令および規則に従うことを条件とし、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。

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。

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

(ii) 株式に付随する議決権は、定時株主総会においては実質所有者（*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、本政令第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、フランス政府の代表者1名、（適用ある場合には）本政令第6条に従って株主総会で任命された取締役複数名および従業員の代表者として選任された取締役（取締役総数の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。

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、更新される。

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、法律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、現行の法令および規則に基づき、必要な場合、各取締役に報酬として支給される年間固定手当の総額を決定する。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。）。

社会経済委員会（*comité social et économique*）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）

本政令第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、現行の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。例外として、本政令第12条第2項は、過半数の取締役が、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ことを規定している。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、フランス国务院（*Conseil d'Etat*）との協議に基づく命令に規定される性質および条件を有するその他の遠隔通信手段により開催することができる。テレビ会議またはその他の上記の条件に基づく遠隔通信手段により取締役会に参加する取締役は、定足数および過半数を計算する上で出席とみなされる。

取締役会の招集通知は、議題を明らかにして、書簡、電報、ファックスもしくは電子メール、または緊急の場合にはあらゆる方法で少なくとも7日前に通知される。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、議長（*président de séance*）が裁決権を有する。

(iii) 取締役会においては、出席者名簿を準備し、出席取締役はこれに署名するものとする。出席者名簿にはまた、テレビ会議を通じて、または上記の条件に基づくその他の遠隔通信手段により会議に参加する取締役の氏名も記載する。取締役会の審議は、現行の法律の規定に従い作成される議事録に記載され、議長および取締役1名により（または議長がこれを行うことができない場合には、取締役2名により）署名される。かかる議事録の写しまたは抄本は、取締役会会長兼最高経営責任者、取締役会副会長（*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、法律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、専門的な諮問委員会を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*）の役職を任せられるものとする。取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）は5名を超えないこととし、各取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）の任期および権限に対するあらゆる制限も取締役会が定めるものとする。

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

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

⑭ 規制対象となる契約（定款第18条）

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）のうち1名もしくは当社の取締役のうち1名もしくは議決権の10%超を保有する当社の株主のうち1名との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結される契約または法人株主の場合にはフランス商法第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) 定時株主総会は、全株主を代表する。

すべての株主は、その選任する個人または法人を、株主総会における当該株主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。

また、すべての株主は、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は、電子形式により作成し、適用ある法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

(ii) 株主総会は、取締役会または法定監査人もしくはかかる目的のために適法に授權された者により、招集される。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載されたその他の場所において開催される。株主総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるが、その種類および使用条件はフランス商法第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、社会経済委員会 (*comité social et économique*) 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、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、現行の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。) 。

⑮ 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、当該切り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。

⑯ 解散と清算 (定款第27条)

当社の存続期間が満了し、または当社が早期解散する場合、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@dgtrésor.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】

以下は、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) 本社債を保有する場合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。

本社債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、本社債の購入、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) 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または地域 (*État ou territoire non coopératif*) (以下「非協力国」という。)(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2025年4月18日付命令により更新されており、当該時点ではアンギラ、タークス・カイコス諸島、バヌアツ共和国、アンティグア・バーブーダ、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、パナマ共和国、ロシア連邦、サモア独立国、米領サモアおよびトリニダード・トバゴ共和国が含まれている。)(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。）。当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（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	2024年	2023年	2022年	2021年	2020年
売上高	118,690 (19,426)	139,715 (22,867)	143,476 (23,483)	84,461 (13,824)	69,031 (11,298)
減価償却費および償却費控除前 営業利益(EBITDA)	36,523 (5,978)	39,927 (6,535)	△4,986 (△816)	18,005 (2,947)	16,174 (2,647)
営業利益(EBIT)	18,327 (3,000)	13,174 (2,156)	△19,363 (△3,169)	5,225 (855)	3,875 (634)
連結会社の税引前利益	17,395 (2,847)	9,825 (1,608)	△22,916 (△3,751)	5,585 (914)	1,293 (212)
EDFの純利益	11,406 (1,867)	10,016 (1,639)	△17,940 (△2,936)	5,113 (837)	650 (106)

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	2024年	2023年	2022年	2021年	2020年
非流動資産	275,704 (45,124)	259,331 (42,445)	260,834 (42,691)	255,868 (41,878)	237,232 (38,828)
流動資産	88,912 (14,552)	104,885 (17,167)	127,148 (20,810)	105,029 (17,190)	66,363 (10,862)
売却目的保有に分類された資産	589 (96)	596 (98)	150 (25)	69 (11)	2,296 (376)
資産合計	365,205 (59,773)	364,812 (59,709)	388,132 (63,526)	360,966 (59,079)	305,891 (50,065)
自己資本 (EDF持分)	62,855 (10,287)	52,168 (8,538)	34,340 (5,620)	50,211 (8,218)	45,633 (7,469)
自己資本 (非支配持分)	11,029 (1,805)	11,951 (1,956)	12,272 (2,009)	11,778 (1,928)	9,593 (1,570)
非流動負債	220,943 (36,162)	207,376 (33,941)	203,941 (33,379)	201,838 (33,035)	198,145 (32,430)
流動負債	70,256 (11,499)	93,170 (15,249)	137,542 (22,511)	97,109 (15,894)	52,412 (8,578)
売却目的保有に分類された負債	122 (20)	147 (24)	37 (6)	30 (5)	108 (18)
自己資本および負債合計	365,205 (59,773)	364,812 (59,709)	388,132 (63,526)	360,966 (59,079)	305,891 (50,065)

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	2024年	2023年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2023年 ⁽³⁾ (再表示前)	2022年	2021年	2020年 ⁽²⁾ (再表示後)	2020年 ⁽¹⁾ (再表示前)
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	27,887 (4,564)	30,101 (4,927)	29,808 (4,879)	△7,425 (△1,215)	12,648 (2,070)	12,942 (2,118)	12,863 (2,105)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△23,989 (△3,926)	△23,045 (△3,772)	△23,045 (△3,772)	△25,085 (△4,106)	△14,577 (△2,386)	△12,967 (△2,122)	△12,888 (△2,109)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△7,187 (△1,176)	△7,258 (△1,188)	△7,258 (△1,188)	33,943 (5,555)	4,973 (814)	2,591 (424)	2,591 (424)
現金および現金同等物の純増 加/減少(△)額	△3,289 (△538)	△202 (△33)	△495 (△81)	1,433 (235)	3,044 (498)	2,566 (420)	2,566 (420)

- (1) 2021年に公表された2020事業年度のデータ。
- (2) 2020年度に関して公表された数値は、「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。
- (3) 2024年に公表された2023事業年度のデータ。
- (4) 2024年12月31日現在、従前では現金および現金同等物の内訳として個別に表示されていた「現金および現金同等物に係る金融収益」が再分類され、351百万ユーロ (2023年は293百万ユーロ) で「金融費用支出 (純額)」に組み替えられた。これに伴い、2023年の比較数値は、再表示されている。

純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日現在	2024年	2023年	2022年	2021年	2020年
借入金およびその他の金融負債	81,802 (13,389)	86,647 (14,182)	96,053 (15,721)	69,406 (11,360)	65,591 (10,735)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,872 (△306)	△1,379 (△226)	△2,024 (△331)	△3,762 (△616)	△1,986 (△325)
現金および現金同等物	△7,597 (△1,243)	△10,775 (△1,764)	△10,948 (△1,792)	△9,919 (△1,623)	△6,270 (△1,026)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△17,999 (△2,946)	△20,077 (△3,286)	△18,507 (△3,029)	△12,737 (△2,085)	△15,028 (△2,460)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	12 (2)	△35 (△6)	△74 (△12)	—	—
売却目的保有資産の純負債額	—	—	—	—	△17 (△3)
純負債額 ⁽¹⁾	54,346 (8,895)	54,381 (8,901)	64,500 (10,557)	42,988 (7,036)	42,290 (6,922)

- (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、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ているファンドまたは有価証券からなる金融資産である。

2【沿革】

	EDFグループにおける 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	電力部門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）、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	EDFのIPO 市場への無差別なアクセスを 保証するためのRTEの分社化		
2009年			British Energyの取得
2011年			EDF Renouvelables（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の事業の買収	
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への売却ならびに約4十億ユーロの増資	Framatomeの75.5%を取得	ソーラー・プランの開始
2018年			中国の台山における最初のEPRの稼働
			洋上風力発電量の増加
			貯蔵計画および電気モビリティ計画の開始
2019年	複数年にわたるエネルギー計画（PPE）：2019年1月25日に発表	900MW発電所の最初の4回目の10年点検の成功（トリカスタン1）	中国の台山2号機の稼働
			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	
	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		
2022年		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	
2023年	株式のスクイーズアウトおよびOCEANE債の株式転換後、フランス政府がEDFの株式資本の100%を取得		

2024年		フラマンビル3のフランス全 国の送電網への最初の接続	

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、現世代の明確な課題である。現行政策の予測では、2100年までに+2.4℃の温暖化が予想されている（出典：国際エネルギー機関「世界的なエネルギーの見通し」（グローバルなエネルギーの見通し）、2024年版）が、一般的には、温暖化を1.5℃に抑え、パリ協定を遵守するためには、2050年までに世界全体でカーボン・ニュートラルを達成しなければならないと認識されている。

欧州においては、2020年に策定された「グリーン・ディール」および欧州委員会の「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・ニュートラルを達成す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のパンデミック後の回復プログラムでは、気候問題はより一層重視された。また、ウクライナ戦争による世界のエネルギー市場の混乱を受けて、欧州委員会が2022年に発表した「REPowerEU」プログラムも、このエネルギー移行における回復力、主権および競争力という新たな課題に対処することを目指している。

2024年に任命された新欧州委員会の優先事項の中でも、欧州連合の脱炭素化および競争力が強く再確認された。すべての国におけるエネルギー利用の電化は、再生可能エネルギーおよびエネルギー効率化の優先開発分野を補完し、欧州の脱炭素化コミットメントの達成に向けた主要な手段の1つである。2030年の二酸化炭素の排出量の55%削減目標に加え、2040年の欧州脱炭素化目標が欧州委員会により提案される予定である。

フランスにおいて、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（これに対して、世界水準では39%（出典：フランスのエネルギー移行省による「Chiffres clés du climat（気候に関する主要な数値）」、2023年版、35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。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（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。2024年11月に利害関係者との協議のため、新たなPPEが提出され、2030年および2035年の目標が設定された。

PPEの目標の達成のための主要な取組み手段は、以下のとおりである。

- ・エネルギー需給の脱炭素化
 - ・気候パフォーマンス、エネルギー効率化、競争力および主権の観点から最も適切なソリューションである、用途の電化によるエネルギー需要の脱炭素化の優先
 - ・実際の需要の変化に応じて管理された、多様でバランスのとれた電力構成を通じた、コストの最小化およびエネルギー主権の強化による、低炭素電力の供給の増強
 - ・消費者への確実な供給、ネットワークの適応、およびダイナミックなシステムバランスに必要な柔軟性のための電気容量の開発
- 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 戦略的優先事項

EDFのレゾナントルは、「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。これは、2020年5月7日開催の株主総会終了時に当社の定款に盛り込まれたもので、当グループの戦略を支えている。

現在、EDFは、世界有数の低炭素発電事業者である（出典：Enerdata、二酸化炭素を直接排出しない発電事業者の世界ランキング（2023年、TWh）、<https://power-producers-ranking.enerdata.net/>）。EDFは、1 kWhの発電につき、欧州の電力会社の平均排出量（二酸化炭素換算で210g/kWh（www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1/greenhouse-gas-emission-intensity-of-electricity-generation-eu-level））の約7分の1の二酸化炭素を排出しており、世界の平均排出量（二酸化炭素換算で458g/kWh（2023年データ、国際エネルギー機関「世界的なエネルギーの見通し」、2024年版））の15分の1の二酸化炭素を排出しており、さらに意欲的な排出削減目標を設定してい

る。すなわち、EDFは、2030年までに、2017年比で直接排出量を70%削減し、2035年までに直接排出量を80%削減する。当グループが発電した電力の炭素原単位は、2030年までに二酸化炭素換算で30g/kWhとなり、2035年までに二酸化炭素換算で22g/kWhまで低下する。また、EDFは、間接排出量について、2030年までに2019年比で35%、2035年までに45%削減することを約束している。

世界情勢が低炭素電力の役割を検証し、EDFの戦略を支えている

EDFは、責任ある事業者および供給者として、エコロジー移行およびエネルギー主権における主要企業としての役割を十分に担っている。当グループは、原子力発電所、水力発電所、太陽光発電所、風力発電所および火力発電所の建設および運営から、電力網の整備および運営、エネルギーおよび関連サービスの販売に至るまで、フランス国内のバリュー・チェーンのあらゆるつながりにおいて存在を位置付けており、国際的に事業を展開している。

EDFは、エネルギー効率化および省エネに関するアドバイスを提供し、脱炭素化ソリューションを提供することで、顧客の炭素排出量削減を支援している。これらのソリューションには、化石エネルギーから徐々に移行しつつある低炭素で利用可能な競争力のある価格の電力供給による、顧客の用途の電化（電気自動車、電化産業プロセス、低炭素熱、低炭素水素等）が含まれる。フランスでは、例えば2035年までに化石エネルギーに代わる電力需要として2023年比で150TWhの追加需要を創出することを目指している。

EDFは、顧客に供給するために、低炭素発電施設の開発を加速させることで、低炭素電力に対する需要の増加に対応している。フランスにおいて、EDFは、安全性および性能の面で最適条件の下で既存の原子力発電所の運営を継続するとともに、6基のEPR2および追加の8基の原子炉について建設プログラムを開始するための条件整備に取り組んでいる。そのノウハウが評価され、EDFは、フランス国外での原子力プロジェクト（英国におけるヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCプロジェクト、ならびにジェイタプール・プロジェクトに関するインドとの戦略的対話等）の開発にも取り組んでいる。また、EDFは、水力発電の開発を継続し、再生可能エネルギーの拡大を加速させている。

投入電力量および新たな用途の双方の増加と相まって、再生可能電源の開発は、電力システムの大きな課題となっている。責任ある事業者として、EDFグループは、すべての期間にわたる電力システムの需給バランスに貢献するソリューションの開発および強化を行っている。EDFは、よりダイナミックかつ迅速に消費と発電を調整するために、これらのニーズに応える様々なソリューションを動員することを約束している。

電力網は、エネルギー移行の成功において、重要な役割を果たす。電力システムでは、発電された電力を最終消費者に送配電するために使用される。増大する電力需要に対応するため、電力網事業者は、日々、より多くの新規の再生可能エネルギー事業者または電力ソリューションの新規利用者をつなげ、エネルギー移行の実施を先導している。また、電力網を近代化し、より俊敏で強靱なものにし、人々の日々の生活の重要なインフラの管理をデジタル化している。

当グループの国際的な足跡が価値を生み出し、フランスの成功に貢献する

欧州における当グループの中核的な展開範囲は、フランス、イタリア、ベルギーおよび英国からなる「G4」である。これらの国々において、EDFは発電の主要企業として存在し、各地域に重要な顧客ポートフォリオを有する。EDFは、強力な地域統合を基盤として、顧客の炭素排出量削減を支援するため、地域のエネルギー政策の選択に沿った様々な供給オファー、ソリューションおよびサービスを展開している。

この「G4」以外のその他の地域では、当グループは主として、資産を独占的に管理することなく、当グループの経験を活かした産業的役割を担うビジネスモデルを通じて展開している。EDFは、成長市場において価値を生み出すプロジェクトに従事し、エネルギー移行を成功させるための実用的なソリューションを求めている国々にその定評ある専門知識を輸出することで、成長の原動力を模索している。このように、EDFは、競争の激しい市場で有力なパートナーとベストプラクティスを比較するとともに、新たな産業スキルを開発し、技術面および契約面の両方からイノベーション能力を加速させることができる。

新たな（ARENH終了後の）市場モデル

2023年11月14日に行われた記者会見で、フランスの財務大臣ブルーノ・ル・メール氏、エネルギー移行大臣アニエス・パニエ・ルナシェ氏およびEDFの会長兼最高経営責任者リュック・レモン氏は、フランス政府およびEDFとの間で合意に達し、2026年1月1日付で既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（*Accès régulé à l'électricité nucléaire historique*—ARENH）制度を承継するフランスのエネルギー市場の新たな組織の基礎を築いたと発表した。

この新たな市場組織は、消費者を短期的な価格変動から守り、低炭素発電への投資を促進できるよう、より幅広い契約の選択肢を提供するため、中長期的な商品の開発を目指している。新たな商業政策の一環として、EDFは、オークションにおいて4年から5年のベースロード供給を毎年販売しており、これによりEDFおよびすべての電力供給業者は、これらの期間にわたり顧客に可視性および安定性を提供する契約を提供できるようになる。EDFは現在、顧客に最長5年の中期小売供給契約を提供している。

また、EDFは、電力集約型の大口顧客に対し、既存の原子力発電所の資産に裏打ちされた、最低10年間の長期産業パートナーシップ契約（原子力発電割当契約）も提供している。

電力価格が高騰した場合に顧客にさらなる保護を提供するため、2025年フランス財政法第17条に現在規定されている新たな枠組みには、既存の原子力発電所の核燃料使用によるエネルギーに係る年間純収益が一定水準を超えた場合にその一部をEDFが負担することが定められている。この負担額について2つの閾値、すなわち、課税閾値および上限閾値が設定され、これを超えた場合の負担割合はそれぞれ50%および90%となる。これらの閾値は、CREによって評価された既存の発電所の発電コスト全額に、課税閾値については5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWh、上限閾値については35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhを加算した金額に基づいて、3年ごとに省令で定められる。EDFは、2023年11月に合意した閾値、すなわち78ユーロ（2022年）/MWhおよび110ユーロ（2022年）/MWhの維持について、引き続き注意を払う。

合意の1年後、商業政策の実施は、既に市場および代替供給業者のオフファリング政策に顕著な好影響を及ぼしている。2025年3月6日、EDFグループは、原子力発電割当契約（*Contrats d'allocation de production nucléaire*またはCAPN）の条件変更を発表した（EDFの2025年3月6日付プレスリリース「EDFは原子力発電割当契約（CAPN）への関心表明募集を開始する」を参照。）。2025年度上半期から、当社は、フランス国内での供給を目的とした原子力発電割当契約を、欧州全域を対象としたオークション方式により、フランス国内に物理的な電力供給能力を有し、年間7GWhを超える電力需要を有する消費者（供給業者であるか発電事業者であるかを問わない。）に提供する。この割当メカニズムにおいて、EDFは、2026年1月1日に開始されるエネルギー供給については年間合計1,800MW（約10TWh）の電力量を提案する。関心のある当事者はEDFに連絡し、EDFがスキームへの適格性を評価する。EDFは、パートナーのニーズに合わせて提供サービスを多様化させ、適応させ、長期的な見通しを提供することで、経済の電化および競争力向上に貢献することを目指している。

このような背景の下、2024年度第3四半期に、4つの戦略的分野からなる「2035年目標」企業計画が発表された。

EDFは「2035年目標」により将来の電力システムを構築している

顧客の炭素排出量の削減を支援

個人、企業および地方自治体は、照明、暖房、生産、消費および移動等の慣習を変えようとますます努力している。誰もが、購買力および競争力をコントロールしながら、自らのエネルギー移行に関与することを望んでいる。

フランスおよび欧州において、電力は経済の脱炭素化の主な手段である。電化は、エネルギー効率化（同じ用途において、電力はより少ないエネルギーで同じサービスを提供できる。）および脱炭素化（原子力発電所および再生可能エネルギー発電所では二酸化炭素を排出せずに発電し、多くの用途で炭化水素に代わる。）の推進力である。脱炭素化ソリューションの範囲は、冷暖房ネットワークにおける低炭素熱、および低炭素電解水素の生産等の脱炭素ガスによって補完されている。

2050年までにカーボン・ニュートラルの目標を達成するためには、電化のペースを加速させなければならない。

EDFは、顧客の炭素排出量削減を支援するという目標を掲げている。EDFは、住宅用顧客、企業および地方自治体がエネルギー消費（自家消費、デジタル消費管理ソリューション）のプレイヤーとなるよう支援し、より省エネな消費を奨励するための様々なサービスを展開している。

EDFグループは、「G4」（フランス、ベルギー、イタリアおよび英国）の範囲内で、各顧客に価値ある提案を行い、1顧客当たり1.5件の契約獲得を目指している。特に住宅用市場および企業用市場における持続可能なエネルギー・パフォーマンスについて、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を基盤としている。

アクセスしやすく革新的な脱炭素化ソリューションは、最も二酸化炭素排出量の多い以下の部門における用途に適用される。

一建設部門において

フランスでは、EDFは、高性能な低炭素エネルギー・ソリューションの導入において、建設業者、デベロッパーおよびソーシャルハウジングの地主を長年にわたり支援してきた。EDFは、設計から引渡しに至るまで、新築建物の脱炭素化を推進する様々なソリューションを提供し、子会社の専門知識を活かして工事を実施している。IZI by EDFは、個人および中小企業の顧客向けに、内装および外装の改修工事の事業を展開している。IZI Confortは、ヒートポンプおよびボイラーの販売、設置および保守を行っている。Dalkiaは、商業用および工業用の建物向けのエネルギー・パフォーマンス契約ならびにヒートポンプによるソリューションを提供している。さらに、スマート・ビルディング管理、およびフランス国内の40,000の施設の運営を最適化する遠隔エネルギー効率制御の統合プラットフォームであるDalkia省エネ・センター（DESC）等、建物の居住者向けにエネルギー消費量および炭素排出量の監視、最適化および管理を行うためのデジタル・ソリューションが提供されている。また、Edison、LuminusおよびEDF Energyは、それぞれイタリア、ベルギーおよび英国においてヒートポンプ販売および施設を展開するという意欲的な取組みを開始した。

－輸送において

電気モビリティの加速化を図るため、EDFグループは、「G4」において電気自動車所有者層への主要な電力供給者となることを目指している。電気自動車普及の障壁を取り除くために、EDFは、2024年末までに約408,000の充電ポイントを設置し、2030年までにフランス、イタリア、英国およびベルギーにおいて1.5百万の充電ポイント設置を目指している。EDFグループは、その事業体および子会社であるIZI by EDF、IZIVIA、Pod Point、LuminusおよびEdisonを通じて、すべての軽電気自動車層（家庭用充電、職場用充電および公共充電）を網羅している。

フランスでは、IZIVIAが、公共の路上充電ポイントおよび企業用充電スタンドの設置・運営のトップ企業である。IZI by EDFは、個人および中小企業向けの充電ポイントの主要設置業者の1つである。英国では、Pod Pointが家庭用充電器の設置において市場のリーダーである。

－産業において

製造業者は、産業プロセスの電化、化石燃料から低炭素エネルギー（電解水素、バイオマス）への代替、消費量削減および廃熱回収により、二酸化炭素排出量を削減することができる。EDFグループは、Dalkiaを通じて、顧客の脱炭素化戦略、産業プロセスの電化、廃熱回収および再生可能熱の生産を支援するためのアドバイザリー・サービスを展開している。さらに、EDFは、脱炭素電解水素製造等のソリューションを提供することで、産業の脱炭素化に貢献している。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（電気溶鉱炉およびボイラー等）の更新を支援する。

2035年には、EDFのポートフォリオ顧客向けに、8百万から9百万件の脱炭素化の製品およびサービスが提供される予定である。

これらのソリューションは、EDFグループが2035年までにG4顧客による年間45百万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の利用の増加、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。これは、第三者の慣行と一致させることを目的とした手法変更の可能性はあるものの、今後数年間で増加する見込みである。）。

－データセンターおよびデジタル技術

2025年3月3日、EDFグループは、フランスがデータセンター設置のために提供できる利点（特に競争力のある価格で常時利用可能な低炭素電力へのアクセス）を強調するために、デジタル関連企業を対象に2件の関心表明募集（*Appels à manifestation d'intérêt*またはAMI）（EDFの2025年3月3日付プレスリリース「EDFはフランスにおける新たなデータセンターの誘致への関心表明募集を開始する」を参照。）を開始した。この発表により、2件の関心表明募集の対象となる工業用地の所在地が明らかにされ、選定された2つの事業者により運営される可能性がある。1件目の関心表明募集は、セヌ・エ・マルヌ県（ヴェルヌー・ラ・セル・シュル・セヌ市およびラ・グラン・パロワーズ市）のモンロー・ヴァレ・ド・ラ・セヌ用地を対象とし、2件目の関心表明募集は、モゼル県のラ・マクスおよびリシュモン2つの用地を対象としている。4つ目の用地も特定されており、所在地は後日発表される。2026年までにさらに2か所の用地、長期的には合計6か所の用地を選定することを目指し、他の用地の特定も継続している。これらの用地は、新たな関心表明募集の対象となる。

関心表明募集の目的は、高出力データセンターの建設および運営を行うために用地を整備することができるデジタル事業者を選定することである。選定は、特に企業のプロジェクトの信頼性および成熟度に関する客観的かつ透明性の高い基準に基づいて行われる。

より多くの低炭素電力を発電（原子力および再生可能エネルギー）

フランスでは、EDF（EDF SA）が発電する電力の99%は原子力発電所および再生可能エネルギー発電所の稼働により、低炭素である。そのため、EDFは、2050年までにカーボン・ニュートラルの目標を達成する上で主導的な役割を果たしている。

フランスおよび関連するすべての地域におけるEDFの取組みは、原子力発電所を補完する再生可能エネルギーの開発を加速させることを目的としている。

・低炭素発電というEDFグループの目標は、安全性、業界の統制、競争力、環境保護、ならびに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を確保しながら、原子力発電所のパフォーマンスに左右される。さらに、EDFは、革新的な燃料サイクル戦略を継続的に実施している。

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）産業改修プログラムは、大規模な業界の挑戦となっている。関連する投資により、原子力安全性、効率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にしなければならない。EDFの目標は、既存発電所の発電性能を最高レベルに戻し、フランスで長期的に年間360TWhから400TWhの原子力発電を行えるようにすることである。フランスの発電所と同じ設計の原子炉について海外の経験を考慮しながら、（原子力安全・放射線防護機関の監督下で）安全性の面で最良の条件の下で既存の原子力発電所を60年超にわたり稼働を継続するための研究が進められている。

原子力発電所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 4 g/kWh と推定される。）。安定したベースロード発電を提供する一方で、管理および柔軟性の面で電力消費状況に対応する強力な梃子として作用する。したがって、原子力発電は、2050年までの脱炭素電力構成において不可欠な資産となる。

海外では、中国の台山において2基のEPR原子炉（EDFが出資）を稼働しており、フィンランドのオルキオでも1基を稼働している。

フラマンビル3に関しては、昨年5月に原子炉燃料装荷が行われた後、フラマンビルEPRチームが多くの技術テストを実施し、当該施設が核分裂の開始に必要な条件を満たしていることを確認した。2024年9月2日、フランスの原子力安全当局であるASNは、フラマンビル3の原子炉における臨界操作の実施を承認した。25%の出力に達するための試験プログラムが実施された。フラマンビルEPRは、2024年12月21日に初めて全国電力網に接続された。

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、このプログラムの実施に向けた準備を進めており、原子炉8基を追加するための調査を行っている。利害関係者との協議および対話の段階は続いている。2022年10月27日から2023年2月27日まで、ノルマンディーのパンリー原子力発電所敷地内のEPR 2原子炉の最初の一組のプロジェクトについて、公開討議が行われた。これは、このプロジェクトに関する情報提供および議論の機会となり、公開討議特別委員会（CPDP）による報告書およびフランス公開討議委員会（CNDP）委員長によるレビューが作成され、いずれも2023年4月26日に公表された。グラヴリーヌの敷地内の二組目のEPR 2原子炉のプロジェクトに関する公開討議が2024年9月17日に開始され、2025年1月17日に終了した。CNDPは2か月以内に討議の結論を公表し、その後、EDFがそれを分析し、プロジェクト事業者としての決定に反映させる。ビュジェの敷地の近くに三組目のEPR 2原子炉を建設する提案に関する公開討議は、2025年1月28日に開始され、2025年5月15日に終了する。

その費用および期間を考慮すると、EDFは、EPR 2プログラムを公的支援措置なしで実施することはできない。2025年3月17日、原子力政策審議会が開催され、6基のEPR 2原子炉の建設の戦略的性格を再確認した。原子力政策審議会は、建設費用の少なくとも半分以上を補填する政府補助ローンおよび2024年の価値で100ユーロ/MWhを上限価格とする原子力発電量に関する差額決済契約を基盤とする、プログラムの資金調達および規制計画の主要な原則を審査した。

また、将来のバックエンドの資金調達に関しては、原子力政策審議会は、EDFがこれらの施設の将来の顧客としての立場でこのプログラムの資金の大部分を負担すべきであり、ガバナンスはEDF、フランス代替エネルギー・原子力庁（*Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives*またはCEA）および政府機関と連携してOranoが主導すべきであるとの原則を認めた。

EDFおよびその子会社NUWARDは、2030年から脱炭素電力および脱炭素熱を供給する第三世代小型モジュラー炉（SMR）の開発を目指し、エネルギー移行における役割を強化している。2024年に、EDFは、2030年代のフランスおよび海外の市場のニーズに適した、安全で競争力のある加圧水型原子炉を提供するため、実績のある技術的構成要素に基づく新たなSMR設計に切り替えることを決定した。

英国では、EDFは、ヒンクリー・ポイントCの原子炉の建設工事を継続しており、またサイズウェルCの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。EDFと並んで支配株主となった英国政府は、このプロジェクトに最大5.5十億英ポンドの補助金を支給すると表明している。一方、最終的な投資決定時までに追加で民間資本を調達することを目的として、このプロジェクトに対する他の資金調達も模索している（サイズウェルC資金調達プロセス—英国政府（www.gov.uk）、サイズウェルCの建設準備に向けたさらなるステップ—英国政府（www.gov.uk））。EDFの最終的な投資決定は、特にプロジェクト完了に必要な資金調達力、および当グループの貸借対照表からのプロジェクトの連結除外に左右される。

またEDFは、耐用年数を迎えた発電所の閉鎖に伴う用地転換の準備も進めている。EDFは、Cyclifeを通じて、廃棄物の大半の再処理およびリサイクルに具体化された循環型経済アプローチを採用し、原子力発電所の廃炉業務を継続的に展開している。

- ・EDFグループの低炭素発電の目標は、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させることができるか否かに左右される。

EDFグループは、あらゆる再生可能電力技術（水力発電、太陽光発電、陸上風力発電および洋上風力発電等）の向上に取り組んでいる。これらは、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（2024年末、連結データで合計118.8GWに対して34.8GW）。EDFグループは現在、再生可能エネルギーの主要企業であり、その開発をさらに推進することを目指している。

2024年から2035年にかけて、当グループは、平均で年間8GWの再生可能エネルギー・プロジェクトを開発する。

EDFグループは、再生可能エネルギー技術の分散化（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、経済性、エネルギー性能および環境性能の良好な組み合わせを実現するために水力発電施設へ定期的に投資し、水力発電容量を強化するためのソリューションを提供する。

フランスにおける水力発電の再稼働は、エネルギー移行の目標を達成するために不可欠である。EDFおよびフランス政府は、フランスと欧州委員会の間で数年にわたって続いている紛争を解決するため、可能性のある複数の法的解決策を検討してきた。EDFは、委託制度から認可制度への移行が、法的観点から最も確実な解決策であり、エネルギー、産業、政治および社会の各観点からも好ましいと考えている。欧州委員会との協議は、今後数か月以内に開始される。フランス国民議会も、党派を超えた実態調査団を通じてこの問題を検討しており、2025年度上半期に法案が提出される可能性がある。

EDFは、2035年の発電量1 kWh当たり平均22gの二酸化炭素を排出する見込みである。

エネルギー移行の課題に対応する電力網の拡張

電力網は、エネルギー移行において重要な役割を担っている。

電力需要の持続的な増加および電力システムにおける断続的な再生可能エネルギーの割合の増加という仮定の下で、電力網事業者は、フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に定める接続拡大の野心的な目標を達成しなければならない。電力網は、電力システムの変動性の増大に適応しなければならない。そのため、供給と需要のバランスを常に確保しながら、断続的なエネルギー源（太陽光および風力）の大量注入を吸収できなければならない。

EDFグループ内では、フランス国内の配電網事業は、EDFから独立して配電網を運営している2つの配電網事業者EnedisおよびStrasbourg Électricité Réseaux、ならびに島部エネルギー・システム (SEI) を通じて行われている。国際的には、子会社EDF International Networkが、当グループのネットワークのノウハウおよびスキルを輸出している。

これらの電力網事業者は、それぞれの地域でエネルギー移行を成功させるために、（i）生産者（風力発電所、太陽光発電所、屋上ソーラーパネル、定置型エネルギー貯蔵システムまたは同等のもの）および消費者（電気自動車の充電インフラ、自家消費）の需要を満たすためにPPEが提案する接続の指数関数的な軌道を達成し、（ii）電力網運営におけるデジタル変革を加速させ、予知保全および迅速な修理を強化し、（iii）増大する電力需要を満たすために既存の電力網を更新・強化するため、電力網の変革を行わなければならない。

2050年までにフランスのエネルギー構成の大半を電力が占めるようになるため、電力網は、電力へのアクセスを確保するために、危険に対してより強靱にならなければならない。Enedis（EDFから独立して運営されている配電網事業者）の配電区域では、顧客の90%が、気象事由（例外的な気候関連インシデントを除く。）後48時間以内に再接続される（Enedisの産業・人材計画の8つの取組みの1つである（www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-projet-dentreprise）。）。

一方、電力網事業者が配備するスマート・メーターにより、電力事業者は、顧客に働きかけ、顧客のニーズをよりよく理解し、エネルギー効率の向上および使用量の抑制を推進する供給業者の取組みに応じることができる。

フランスでは、Enedis（EDFから独立して運営されている配電網事業者）が電力網の信頼性を中核的な関心事として据えており、フランス国内で99.9%の電力供給を確保している（www.enedis.fr/nouvelle-france-electrique-horizon-2027-et-2032-enedis-publie-le-document-preliminaire-un-futur）。この供給水準を2035年／2040年の期間まで維持することは、産業レベルでも人的レベルでも、かなり困難である。

電力システムのニーズに応える柔軟性ソリューションの拡充

電力システムの管理には、すべての期間において断続的なエネルギー源によって生じる変動性に対処するために、さらなる柔軟性が必要となる。

電力網のバランスに対するニーズの高まりに対応するため、EDFは、様々な期間に対応する様々なソリューションを開発している。2035年までに、EDFグループは、2023年と比較して27GWの柔軟性ソリューションを追加で開発する予定である。

これらの柔軟性は、例えば、上流部門では水力発電の継続的な開発、（バイオエネルギーおよび新たな炭素回収・貯留技術による）脱炭素火力発電所、ならびに既存および将来の原子力発電所の調整能力の維持を通じて実現される。

EDFは、揚水発電および（送配電網に接続、または顧客の敷地に設置された）定置型バッテリーを利用した貯蔵資源の開発を継続する。

下流部門では、EDFは、顧客の消費量を調整する能力の開発および向上に取り組んでいる。特に、EDFは、充電制御ソリューションおよびV1G（一方向）スマート充電サービスを通じて、または自動車が使用されていない時にバッテリーから電力を回収することができる（双方向充電機能付きの）V2G産業用パイロットの開発により、電気自動車のバッテリーが提供する柔軟性を最大限に活用している（2024年10月10日付プレスリリース「欧州における電気自動車の双方向充電の普及を加速させるため、EDFおよびDreevとともに、7社の新たなパートナーがEVVEプロジェクトに参加」を参照。）。フランスでは、IZIVIAおよびIZI by EDFが、Dreev（EDFとNUVEのジョイント・ベンチャー）と連携して、（サイト・レベルでは）ローカル・スマート充電ソリューションおよび（電力システムレベルでは）より広範なスマート充電ソリューションを通じて、これらのサービスを販売している。ベルギーでは、Luminusが住宅顧客向けに充電制御サービスを開始し、英国では、Pod Pointが顧客に柔軟性を提供している。

イノベーション

電気自動車、水素エネルギー、用途管理およびデジタル開発等、再生可能エネルギーからエネルギー貯蔵に至るまで、あらゆる分野における現在の技術進歩のスピードを考慮すると、イノベーションは、顧客のエネルギー移行を支援する上で不可欠な要素である。

EDFグループは、独自の研究開発活動およびEDF Pulseを中心に開発してきたイノベーション・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最大限に支援しながら、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支援している。

EDFグループは、エネルギー移行に多額の投資を行っている

2024年には、当グループの投資の約94%が、低炭素技術に対するものであった（2023年は95%）（2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20.4「低炭素投資」を参照。）。

当グループは、引き続き、資産ポートフォリオを定期的に見直している。

③ 変革期にある当グループ

EDFグループは、創設以来、一貫して直面する課題に取り組んできた。気候変動という非常事態と、消費の脱炭素化のための電力開発の必要性は、社会および当グループにとっての新たな重要課題である。EDFは、2050年までにカーボン・ニュートラルの目標を達成するための主導的な役割を果たしている。EDFは、投資資金を調達するために持続可能な事業モデルを導入し、エネルギー移行に必要な技能を結集し、事業手法の変革を促進および加速させなければならない。

当グループは、EDFのレゾナデートルに貢献するチームの強固かつ継続的なコミットメント、全事業における定評ある専門性、従業員に対する相互扶助および支援という共通の価値観といった、確固たるアドバンテージを活用することができる。

「2035年目標」の企業計画に基づき、当グループの運営手法における効率性および組織的な迅速性を向上させ、顧客の利益に資する変革プロセスが開始された。

2023年1月、「EDFの成功を築く」ための4つのオペレーショナル・エクセレンス・プロジェクトが開始された。

・「デジタル技術の産業化および加速」：このプロジェクトは、共通の言語およびツール、ならびによりアクセスしやすい共有されたデータにより、当グループの円滑で統合された価値創造型の事業を推進することを目的としている。

- ・「スパンナー・タイム」：このプロジェクトは、パフォーマンスを向上させ、顧客へのより良いサービスのためEDFの事業の魅力を強化し、また当グループの財務的自由度を回復させて必要な投資を可能にすることを目的としている。
- ・「技能」：このプロジェクトは、エネルギー移行および当グループのプロジェクトに要求される多くの技能の充足を目的としている。
- ・「パフォーマンスの測定および管理」：このプロジェクトは、より大きなキャッシュ・フローを生み出し、当グループの財務的持続可能性を確保するために、業務効率の向上によって当グループのパフォーマンスの管理およびモニタリングを強化することを目的としている。

（２） 当グループの事業の概要

① 発電

電力使用量の増加を背景に、EDF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拡大を継続することを目標としている。また、当グループはEPRおよびSMR（小型モジュラー炉）の開発を通じて将来の原子力に対しても備えている。

520.3TWh 発電	118.8GW 世界の連結設備容量	39.5GW 再生可能エネルギーの 純容量	94% 低炭素発電*

* 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。

発電所の優位性

当グループの発電所が有する重要な優位性は、以下のとおりである。

- ・EDFの下流ポートフォリオの需要（最終顧客、代替供給業者への販売、卸売市場での販売等）を十分に賄うことのできる発電施設の多様性。施設の様々な発電所の利用管理に係る指針の原則は、最も可変コストの低い施設を優先させることである。
- ・フランスでは2024年12月21日のフラマンビル3 EPRの電力網接続後における57基（フェッセンハイムの2基の永久的な閉鎖後およびフラマンビル3の電力網接続後）、英国では9基の稼働中の原子炉からなる原子力発電所
- ・世界各地におけるEPR型原子炉の建設
- ・原子力発電施設の設計、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
- ・原子力および水力が大部分を占めていることにより、低炭素（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）発電量が94%を占める発電所
- ・欧州大陸プレートと「電力半島」（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の発電所の詳細

2024年12月31日現在において、フランス本土（コルシカ島ならびにフランスの海外県および海外地域を除く。）の総設備容量は86.5GWであり、2024年のEDFの発電所の発電量は、フランス本土において415.0TWh（揚水発電に係る発電量を含む。）であった。2024年12月31日現在、この発電所の構成は主として以下のとおりである。

- ・加圧水型原子炉（PWR）型の57基の原子力ユニット（フラマンビル3を含む。）。900MWから1,600MWまでの発電容量を有し、平均運転年数（フラマンビル3を除く。）は39年である。

「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424基であり、その平均運転年数は79年である（2021年に再計算された、同一の発電所に係る1年の移動平均）。「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ChatelôlおよびÉmossonを通じて所有するその他の水力発電所

（i）原子力発電

（イ）原子力に係る組織およびガバナンス

EDFグループは、原子力プログラムの再開において重要な役割を果たすことが求められている。原子力事業およびイノベーション・企業責任・戦略部門（DIRES）の新組織は、2024年4月1日に発効した。かかる改編は、ノウハウと技能を主要な事業部門ごとにグループ化し、パフォーマンスを向上させるための手法を産業化し、当社の機能横断性を強化することを目的としている。現在、原子力事業は4つの部門と1つのユニットで編成されている。

- ・戦略、技術、イノベーションおよび開発部門（DSTID）は、将来への備えおよび計画に関する当グループの戦略的活動を担当する。原子力建設プロジェクトのプロジェクト管理を主導し、国際的な原子力開発を統括し、技術的な課題および製品に関する権限を有する。DSTIDは、当グループの事業部門のパフォーマンスのための技術的な選択を指導および検証する。
- ・プロジェクト・建設部門（DPC）は、安全、セキュリティ、品質、費用およびスケジュールの枠組みおよび目標に従って、大規模な原子力プロジェクトのプロジェクト・マネージャーとして、運営チームへの引渡しまでを担当する。
- ・エンジニアリングおよびサプライ・チェーン部門（DISC）は、新規プロジェクトおよび既存の発電所向けの手法、ツール、製品／プロセスの基準を調和させることで、納期、予算および指定された品質に沿った研究、設備およびサービスを提供する。この新たな部門は、原子力エンジニアリングのチームをサプライヤー関連の活動に統合するものである。
- ・フランスにおける原子力発電および火力発電部門（DPNT）は、既存の原子力発電所および火力発電所ならびに新規稼働プロジェクトの運転、維持管理および解体を担当している。同部門は、グラン・カレナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラムおよびSTART2025プログラム（2021年に開始された、ユニット停止の産業制御の回復に重点を置く変革プログラム）の展開に継続的に携わっている。
- ・「産業およびサービス」ユニットは、原子力蒸気供給システム、燃料、計装および制御システム（Framatome）ならびにタービン（Arabelle Solutions）に関する設計および研究、製造ならびに産業サービスを含む運営事業を管理している。

（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、2024年において、EDFの総発電量（揚水発電量を含む。）の88.8%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、発電可能容量により4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19か所の施設で稼働中の57基の原子炉（フラマンビル3 EPRを含む。）からなる。2024年12月31日現在、認可された合計容量は62,970MWである。平均運転年数（フラマンビル3 EPRを除く。）は約39年であり、世界中に設置された原子力発電所の平均の範囲内である。

系列	稼働中の		
	原子炉数	合計容量	平均運転年数
900MW	32	29,010MW	42

1,300MW	20	26,370MW	36
N4-1,450MW	4	5,990MW	24
EPR	1	1,600MW ⁽¹⁾	n.a.
合計	57	62,970MW	39

(1) 最終的な出力は、起動試験終了後に判明する。

2024年12月31日現在、EDFのユニットの稼働日および点検後の接続日に基づく直近の10年点検（VD（*visite décennale*））日は以下のとおりである。

ユニット	稼働年	直近の		ユニット	稼働年	直近の	
		10年点検 終了年	次回の 10年点検			10年点検 終了年	次回の 10年点検
ビュジェ2	1979	2021	VD5	グラヴリーヌ6	1985	2018	VD4
ビュジェ3	1979	2023	VD5	クリュアス4	1985	2016	VD4
ビュジェ4	1979	2021	VD5	パリュエル1	1985	2016	VD4
ビュジェ5	1980	2022	VD5	パリュエル2	1985	2018	VD4
ダンピエール1	1980	2022	VD5	パリュエル3	1986	2017	VD4
グラヴリーヌ1	1980	2022	VD5	パリュエル4	1986	2019	VD4
グラヴリーヌ2	1980	2024	VD5	サンタルバン1	1986	2017	VD4
トリカスタン1	1980	2019	VD5	フラマンビル1	1986	2019	VD4
トリカスタン2	1980	2021	VD5	サンタルバン2	1987	2018	VD4
ダンピエール2	1981	2022	VD5	フラマンビル2	1987	2020	VD4
ダンピエール3	1981	2024	VD5	カットノン1	1987	2016	VD4
ダンピエール4	1981	2024	VD5	シノンB3	1987	2020	VD4
トリカスタン3	1981	2022	VD5	シノンB4	1988	2021	VD4
トリカスタン4	1981	2024	VD5	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	2024	VD5	ベルヴィル1	1988	2021	VD4
ブライエ1	1981	2021	VD5	ベルヴィル2	1989	2019	VD4
ブライエ2	1983	2024	VD5	ノジャン2	1989	2020	VD4
ブライエ3	1983	2024	VD5	パンリー1	1990	2023	VD4
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	2024	VD4

サンローラン2	1983	2023	VD5	カットノン4	1992	2024	VD4
シノンB1	1984	2024	VD5	パンリー2	1992	2024	VD3進行中
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
クリュアス3	1984	2024	VD4進行中	シボー1	2002	2021	VD3
グラヴリーヌ5	1985	2017	VD4	シボー2	2002	2022	VD3
				フラマンビル3	2025	—	VD1

2024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、32基中21基の原子炉が4回目の10年点検を完了した。トリカスタン4、グラヴリーヌ2およびグラヴリーヌ4、ダンピエール3およびダンピエール4、ブライエ2およびブライエ3ならびにシノンB1の4回目の10年点検は、2024年に完了した。クリュアス3の4回目の10年点検が進行中であった。
- ・1,300MW系列については、20基中18基の原子炉が3回目の10年点検を完了した（2024年のゴルフシュ1およびカットノン4を含む。）。パンリー2の3回目の10年点検が進行中であった。
- ・N4系列については、4基の原子炉すべてが、2回目の10年点検を完了した。
- ・フラマンビル3については、ASNが2024年5月7日付決定によりフラマンビル3のEPR原子炉の起動を承認した。2024年5月8日、EDFは、原子炉稼働の第1段階である原子炉容器への燃料装荷を実施した。

2024年9月2日、ASNはEPR原子炉の臨界状態での運転開始を承認した。2024年9月3日午後3時54分、フラマンビル3チームは原子炉内で最初の核反応を行った。起動試験は9月も続き、最初の一連の原子炉試験がゼロ出力で実施された。試験は出力レベル別に継続されている。

同原子炉は、2024年12月21日午前11時48分、全国の電力網に接続された。この最初の接続の後、原子炉がフル出力に達するまで、起動手順に従って、ASNの監督の下で、試験ならびに送電網との接続および切断の段階が数か月間続く。

原子炉の起動は、設備を初めて運転状態へ移行させる長期的かつ複雑なプロセスである。第3世代原子炉であるEPRの設計および運転には、最も厳格な安全基準が組み込まれている。

規制上の枠組み

基礎原子力施設（INB）に適用される規制

基礎原子力施設（INB（*Installation nucléaire de base*））の建設は、フランス環境法に規定される手続後、フランス原子力安全当局（*Autorité de sûreté nucléaire*またはASN）と協議後にフランスの首相が公布した命令によって、またフランスの原子力安全担当大臣が作成した報告書に基づいて、認可がなされる。基礎原子力施設の稼働開始に係る認可は、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、公共の安全、健康および公衆衛生の保護、ならびに自然および環境の保護（いわゆる「保護利益」）を優先する。2023年6月22日付法律第2023-491号は、既存の原子力施設周辺の新規原子力施設の建設および既存施設の運転に関する手続を迅速化するため、フランス環境法の規定を一部改正した。

ASNは、2024年3月26日付の書簡において、原子力発電所用機器の製造工場における偽造、変造および不正行為の防止および取組みに関するEDFに対する期待を喚起した。当該書簡は、2024年2月26日のASN理事会によるEDFの会長兼最高経営責任者の聴聞、および2024年3月19日のEDFによる詳細な行動計画（初期段階として適切と考えられる。）の提出を受けたものである（www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspensions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf）。

原子力割当契約

1970年代から1980年代にかけて、EDFは、欧州の原子力事業者との間に、EDFのフランスの原子力発電所の原子炉と連動する原子力割当契約の締結によって、工業的な協力関係を構築してきた。

これらの契約に基づき、対象原子炉の容量の一部の割当が共同契約者に確保され、その対価として当該原子炉の間接費用（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）が割当分に応じた割合で支払われる。これらの契約者は、当該原子炉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（フロントエンドおよびバックエンドの費用を含む。）にて販売される。

2024年12月31日現在、EDFの原子炉のうち10基が、以下の欧州のエネルギー会社とのこの種の契約（最大1GW）に関係している。

- ・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、発電所群を対象とする第2のタイプの原子力割当契約（合計でおよそ2GW）を締結した。これらの契約では、期間および間接費用への出資割合は明確に特定された原子炉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、当該原子炉に係る共同契約者に確保された容量の割当分に適用される。かかる契約は主に以下の原子炉に関係するものである。

- ・ショーB1－B2（最初のN4原子炉）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%）

これら両種の契約における契約当事者は、発電所の開発における産業上のリスクをEDFと共有した。当該当事者は、発電所の現在の操業に関連するリスクを負うが、操業上の役割は担わない。

原子力発電所の操業

原子力は、基本的に燃料に連動する可変コストが低い発電方法であり、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（バックエンドの燃料サイクルにおける費用を含む。）、営業費用（購入費用、外部サービス費用および人件費）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。）に占める割合は、30%未満である。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挺入を図るには、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。燃料サイクルの挺入れに関しては、「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」に述べる。

発電サイクルおよび計画的な供給停止

EDFは、整備資材の入手可能性および原子炉燃料の効率的な使用を管理する一方で、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の問題に対処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、2024年末現在の区分は以下のとおりである。

系列	原子炉数	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	
EPR	1	約20か月

* ビュジェ発電所における原子炉4基。

各発電サイクルは、原子炉が運転中の期間と、その後続く供給停止期間（平均2か月間から3か月間）から構成される。この供給停止期間中に、燃料の一部が交換される。各運転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実施される。

- ・単純な燃料交換のための供給停止。その標準的な期間は約40日間である。使用済燃料の搬出および新しい燃料との交換が主要な作業である。また、一定の検査および維持管理作業も実施される。
- ・燃料交換および維持管理に特化した、標準的な期間が約85日間の部分点検（VP（*visites partielles*））（標準的な期間は、供給停止の種類に応じて過去の経験を踏まえて定義された現実的かつ最適化されたベンチマークに基づく期間である。操業停止の計画期間は、実施される作業プログラムにより、当該ベンチマークを基準として変動する。）

10年点検（VD）（フランス環境法第L.593-18条に基づく。）の実施のために、各原子炉は10年ごとに平均で約180日間（特殊な場合および／または極端な場合を除く「正常な」期間）操業停止される。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は以下で構成される。

- ・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
- ・一次回路の水力テスト、格納容器の漏洩テスト、原子炉容器の検査
- ・定期的な審査で推奨された改良作業
- ・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年点検後に、ASNは次のサイクルに向けた原子炉の再稼働を承認し、さらなる10年間の運転継続についての見解を表明しなければならず、また必要に応じて技術面での提言を行う。

フラマンビル3は、最初の核反応後に開始されるサイクルにおいて、約14TWhを発電することが見込まれている。この最初の発電サイクル終了後、原子炉で最初の全面検査（VCI）が実施される。現在、期間および作業プログラムを決定するための調査が進められている。

規制上の枠組み

フランス原子力安全当局がフランス原子力安全・放射線防護機関（ASNR）に改称

2024年5月21日に施行された法律第2024-450号により、ASNおよびIRSNの業務が統合され、新たな機関であるフランス原子力安全・放射線防護機関（*Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection*またはASNR）が設立された（フランス原子力安全・放射線防護機関（ASNR）は、原子力産業の再活性化という課題に対応するための、原子力の安全性および放射線防護のガバナンス体制に関する2024年5月21日付法律第2024-450号の施行日である、2025年1月1日に正式に設立された。）。ASNR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。

ASNRの活動は、主に以下の任務に関するものである。

- ・命令案および省令案に関するフランス政府への意見の提供ならびに技術的な性質を持つ規制決定を行い、規制の策定に貢献すること
- ・基礎原子力施設（INB）に関するすべての個別の認可申請を検討すること。ASNは、建設または廃炉等の重大な基礎原子力施設事業の認可以外の認可を付与する機関である。
- ・特に発電所の運転継続のために義務付けられている定期的な検査の際に行われる、計画的におよび抜き打ちで実施される規制当局の現地検査を通じて、施設を点検すること
- ・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情報公開を行うこと
- ・ASNRは緊急時において、事業者が設備を安全に保つために取った措置を検証する。ASNR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、市民の安全性のための措置について、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、原子力発電施設は、主にベースロード発電に利用される。これらは、流込み式水力およびその他の不可避な再生可能エネルギー発電、ならびに分散型発電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いて利用される。2024年には、国内消費量が低水準であったことおよび再生可能エネルギー発電量の増加（輸出量の増加で一部相殺された。）により、原子炉の能力の柔軟性がより多く活用された。

フランスにおける消費量の季節的な変動が激しく、冬季に需要が大幅に増加するため、原子力発電所の計画的な供給停止は、主に4月から10月の期間に集中させなければならない。

2025年2月20日、EDFの取締役会は、フランス政府、CEAおよびEDFの間で合意された照射サービスの試験段階の開始を可能にする契約文書の締結を承認した（EDFの2024年3月18日付プレスリリース「EDF、フランス政府の要請に応じ、CEA支援のための照射部門の設立を検討」を参照。）。この段階は、EDFがこのサービスの実現可能性を調査するために必要な期間継続される。当該発電所には、引き続き民生原子力施設に関する規制が適用されるため、同サービスがその運転または目的に影響を及ぼすことはない。この照射サービスは、医療分野または航空宇宙産業においても活用される可能性がある。

2024年の発電

2024年の原子力発電量は361.7TWhとなり、2023年（320.4TWh）から41.3TWh増加した。かかる増加は、ユニットの供給停止のパフォーマンスの改善ならびに応力腐食の管理プロジェクトおよび修理プロジェクトの適切な産業管理によるものである。応力腐食の問題は、2023年と同様に産業規模での取組みが実施された。検査プロセスの改善、産業パートナーの専門知識および修理作業から得た経験により、スケジュールが最適化され、原子炉停止時間が短縮された。

2024年の技術実績

2024年の原子力発電では、関連する技術的および組織的な作業が産業化され、前2年間に比べて応力腐食の問題による影響が軽減された。

2024年12月末までに完了した供給停止のうち、17件が予定どおりまたは前倒して完了した。内訳は、10年点検4件、部分点検5件および燃料交換のための供給停止8件である。

ダンピエール4の10年点検におけるパフォーマンスは、予定より25日超前倒して終了した点が注目される。1,300MW系列の部分点検のうち、最もパフォーマンスが優れていたのはノジャン2であり、暫定スケジュールより25日前倒して完了した。クリュアス1は最も効率的な燃料交換のための供給停止を達成し、当初の計画期間より9日短い30日強で完了した。シボー2は、N4系列で過去15年間で最も短い燃料交換のための供給停止を達成した。

2021年に開始された、ユニット閉鎖の産業的な管理の回復に重点を置いたSTART2025変革プログラムの有益な効果が継続している。ユニットの供給停止の延長期間は、2023年と比較して短縮され、2024年中、目標期日前に再接続が完了した供給停止は36件中17件であり、2023年の41件中7件と比べて増加した。

ただし、2024年の作業期間中、原子炉2基の供給停止において暫定期間が大幅に超過された（50日超）。最も顕著な遅延は、特に大規模な産業作業プログラムを擁し、重大な技術的偶発事象の影響を受けた、フラマンビル1およびフラマンビル2の施設に関するものであった。

年間のエネルギー量として示される原子力発電量は、フランスの原子力発電所全体の発電率を計算するための基礎となる。当該比率は、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量）に対する発電されたエネルギーの比率と定義され、負荷率（Kp）とも呼ばれている。これは、他の2つの係数を掛け合わせて計算される（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

- ・稼働率係数（Kd）（設備容量が1年を通して常に稼働された場合の理論上の最大エネルギーと比較した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、損傷または安全上の理由による計画外の供給停止および規制点検といった発電所固有の技術的理由による発電量の損失を除いた理論上の最大のエネルギーに等しい。）の比率）。Kdは、供給停止期間によって左右されるため、標準的な期間および供給停止時に予定されている作業により影響を受ける。
- ・利用率係数（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）。この係数は、環境上、規制上および労働上の制約、システム・サービスの供給およびEDFにより実施される（燃料および調整を通じた）最適化を反映する。

2024年において、Kp係数は67.2%と好調であった。これは、Kdが74.1%であったこと、またKuが90.6%であったことの結果である。

フラマンビル3 EPR

EDFは、約1,600MWの容量を有するフラマンビル3 EPRプロジェクト（欧州加圧水型原子炉）を保有および管理している。

フランス原子力安全当局（ASN）との対話および行政認可

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、フラマンビルの稼働認可を受けた。

ASNは、EDFから提出された稼働認可申請を受けて、2024年3月27日から4月17日まで、その決定案に関する公開討論を開催した。

この討議の終了後、ASN委員会は、原子炉容器への燃料装荷を承認する稼働決定を発表した（EDFの2024年3月27日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。）。

2024年5月7日、ASNは、稼働認可の発行に先立ち、原子力蒸気供給システムに関する適合宣言において、主要二次回路および主要一次回路の適合性についての最終判断を下した。

2024年3月26日付の書簡において、ASNは、原子力発電所向けの機器を製造する工場内での偽造、改ざんおよび不正行為の防止およびこれらに対する取組みに関するEDFに対する期待を喚起した。かかる書簡は、適切な初動として考えられるEDFの具体的な行動計画に沿ったものである（www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspicious-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf）。フラマンビル3に関しては、下請工場における改ざんに関する調査に関連して、EDFは、原子炉の4回目の計画的な供給停止の前に、

主要二次回路の2つの保護弁の本体を交換する措置を講じることとした。ただし、この措置は、機器の供給に要する時間が計画的な供給停止のスケジュールと整合していること、およびこの複雑な作業を完全に管理できるよう十分な事前準備が講じられていることの2つの条件を前提とする。

施設における進捗

2024年には、以下の進展があった。

- ・燃料を容器に装荷するための準備段階が完了し、完全な安全性を確保して燃料装荷を開始するための施設配置が完了した（この作業には約6,000の工程が含まれた。）。
- ・フラマンビル3の燃料装荷前試験が完了し、結果は4月17日にASNに提出された。
- ・フラマンビルEPRは5月7日にASNからの稼働認可を取得し、フランスの原子力発電所群における57番目の原子炉となった。
- ・5月8日に燃料装荷を実施：燃料装荷前の最終検査の評価が署名された後、5月8日から15日にかけて241の燃料集合体が原子炉容器に設置され、容器が閉鎖された。
- ・9月3日に臨界状態に到達：低出力での最初の安定した核反応が確認され、原子炉の出力上昇試験が開始された。
- ・試験が継続され、10月末までにタービンの回転数が1分当たり1,500回転まで引き上げられた。
- ・12月21日に最初の送電網への接続が行われた。

機器の製造および品質－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、炭素含有レベルが想定を上回った原子炉容器の下鏡および上蓋の審査を行った。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（ASNによる2017年10月10日付意見書第2017-AV-0298号）。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。

2022年12月、Framatomeは容器上蓋の交換を第1稼働サイクルの終了まで延長する要請を提出した。

この要請に対してASNは、2023年3月11日から31日まで行われた公開討議の後、2023年5月16日に「一次回路について初回の完全な適格性再認定試験が実施される原子炉操業停止期間」まで現在の原子炉容器の上蓋の使用を認可することを決議した。

新たな原子炉容器の上蓋が、現在Framatomeの工場で製造されている。

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」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、炉心周囲の影響を受けた可能性のある燃料集合体を、摩耗および破損のリスクをかなりの程度軽減するために熱処理を施した64の新たな燃料集合体に交換した。IRSは、EDFが提案した戦略について無条件の好意的な意見を示し、ASNは調査を完了し、強化済みの燃料集合体がすべて施設に搬入された。

稼働スケジュールおよび完成時の費用

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、フラマンビル・プロジェクトのスケジュールおよび完成時の費用を調整した。この時点では、燃料装荷時期は、2024年度第1四半期に予定されていた。

2024年3月27日付のプレスリリース（EDFの2024年3月27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、EDFは、施設が完全に稼働し、最高水準の安全性に準拠していることを確実にする最終検査および技術指示のためにチームを動員した結果、フラマンビル3 EPRは技術的に稼働開始の準備が整ったことを発表した。同プレスリリースにおいて、ASN

が、EDFとの詳細な協議の後、フラマンビル 3 EPRの稼働の認可案に関する公開討議を2024年 3月27日から 4月17日まで開催することを決定したことが追記されている。ASNは、最終的に2024年 5月 7日に稼働認可を発行した。

フラマンビル 3 EPRへの投資についての詳細は、2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記10.3「発電用有形固定資産およびその他の有形資産」を参照。

多数の原子炉の補助回路で検出された応力腐食の修理

2021年後半、シボー 1 原子炉の10年点検に含まれる定期点検において、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原子炉 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年に実施された検査によって、発電所の原子炉56基の応力腐食に対する脆弱性に関する初期的な特徴が明らかになった。原子炉40基（900MW系列の原子炉32基および1,300MW-P4系列の原子炉 8 基）が応力腐食に対してわずかに脆弱であるかまたは全く脆弱でないことが確認され、16基の原子炉（1,300MW-P'4系列の原子炉12基およびN4系列の原子炉 4 基）が応力腐食に対して脆弱または非常に脆弱であると確認された。応力腐食に脆弱な原子炉の配管部の予防的交換のための産業プログラムは、2024年度第 1 四半期に完了した。

2024年末までに、原子炉の脆弱度にかかわらず、当初組立時に修理された溶接部の87%が検査された（EDFの2023年 3月17日付の「応力腐食現象」に関する声明を参照。）。計画された検査はすべて実施され、原子炉の脆弱度分類および修理された溶接部に関連する固有のリスクが確認された。これらのユニットで実施された検査では、応力腐食が疑われるケースが数件確認され、2024年に約10件の追加交換プロジェクトが実施されることになった。

2025年、原子炉検査プログラムは、2024年と同様の検査量で継続される。2024年と同様、数件の追加修理の実施が決定される可能性がある。検査は維持管理のための計画された供給停止中に実施され、追加の供給停止または当該検査のための供給停止は予定されていない。この結果、2025年末までには、当初の予定どおり、補助配管検査プログラムが完了する。これは、他の配管（加圧器連結配管、主要一次回路および小口径配管）の検査によって補完される。

EDFは2024年末にASNに対してモニタリングおよび維持管理の戦略を送付しており、ASNは2025年中にその見解を表明する。

応力腐食問題に関するリスクについては、「第 3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 B—原子力発電所の運転目標および／または耐用年数延長目標未達成のリスク（フランスおよび英国）」に記載されている。

不正および疑わしい慣行との闘い（CFSI）

EDFは、稼働中または建設中の原子力施設の部品の製造および組立ての品質管理に、引き続き特別の注意を払っている。不正または疑わしい慣行の兆候が検知された場合、EDFの利益を保護するための調査および措置が組織的に実施される。

EDFは、CFSI（偽造品、不正品および疑惑品）に関連する可能性のある慣行が現在増加していることを踏まえ、その防止および検知の能力を強化し、原子力部門全体をCFSIとの闘いに関与させることを主な目的とした、行動計画を立ち上げた。目標を定め段階的な措置を定めたこの計画の詳細は、EDFからASNへの2024年 3月19日付書簡で提示された。ASNはこの行動計画を適切と判断した。

2025年も、これらの強化措置が、稼働中および建設中の発電所の双方に対して継続して実施される。

（b）原子力の安全性、環境および放射線防護

原子力の安全性、環境および放射線防護に関連するリスクについては、「第 3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」のリスク要因「2 C—運転中の原子力安全リスクによる原子力民事責任」に記載されている。

継続的な原子力の安全性

EDFは原子力事業者として、原子力の安全性に対して責任を負っている。EDFは、急激に変化する状況下（競争の激しい市場、環境問題、欧州の相互接続等）において、特に事故防止および事故による影響を制限することを通し、人の健康および環境の保護を最優先事項として再確認している。フランスの原子力発電プログラムの実施により、EDFが策定した安全方針は以下のとおりである。

- ・設計段階から、発電所の稼働時に発生しうるリスクおよび課題（施設の実際の運転に関連するリスクおよび内部または外部からの攻撃のリスク）を考慮する。
- ・厳格な運転規則の適用および真の安全性の文化の確立を通じて培われた技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基盤とする。
- ・標準的な発電所の運転から蓄積された経験を活用する。
- ・自動的操業停止の回数を減らすための持続的な取組みによって特に体现されるとおり、継続的な改善への取組みを組み入れ、促進する。
- ・当グループ内の原子力エンジニアリングおよび研究開発を活用し、故障の予見、施設の良い稼働の維持、設備の継続的な更新、安全マージンの再評価、技術進歩のモニタリング、より効率的な新しい技術の導入、および廃炉が進行中の施設におけるプロジェクト管理を可能にする。
- ・技能開発への投資：各原子力発電所は、あらゆる種類の状況における訓練および実践に使用するシミュレーション装置を備えている。

規制上の枠組み

原子力の透明性

フランス環境法には、市民が信頼できるアクセス可能な情報を知る権利を保証することを目的として、原子力分野の情報を知る権利に関する特定の規定（環境法第L.125-10条以下）が盛り込まれている。特に基礎原子力施設（INB）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（すなわちセキュリティ、市民の健康および安全性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または事象についてASNおよび関連監督機関に対して可及的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（HCTISN）ならびに1つまたは複数の基礎原子力施設（INB）を抱える発電所に対して組織された地域の情報委員会（CLI）が含まれる。

原子力の安全性制御

原子力の安全性は内的小および外的小な数多くの制御を受ける。EDFは、4年に一度、各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人の監査官が関与する。原子力安全・放射線防護総括監査官が、EDFの会長兼最高経営責任者の直属として指名された。同監査官は、原子力部門の従業員と話し合いを行う。毎年、フランスの原子力発電所の総合的な安全性に係る意見がこの評価に基づき発行され、当社の経営陣に改善策の提案が行われる。同監査官による年次報告書は公開される。

EDFの取組みにより、自動的操業停止の年間平均数は減少し、合計件数は20年間で4分の1となった。2024年における件数は、原子力発電所全体で21回となった。

- ・国内レベルでは、フランスにおける原子力の安全性は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。EDFのすべての原子力施設において年間約450件の点検が実施された。
 - －施設における適用規則の遵守を確認することを目的とした定期的な10年点検。また、これらの点検は、かかる施設の保護利益（セキュリティ、公共の健康および安全、ならびに自然および環境の保全）に関するリスクまたは課題の評価を更新することも目的として実施される。原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験および原子力科学における新たな進展ならびに類似の発電所に適用される規則が考慮される。

10年点検が終了すると、事業者は、ASNに対して、施設の遵守に関する見解、および特定された不遵守事項を修正するため、または施設の安全性を向上させるために行った変更について記載した、検査結果の結論に関する報告書を提出する。ASNは、かかる報告書の分析結果を原子力安全担当大臣に共有し、当該点検後、さらなる10年間の原子炉運転継続に関する見解を表明する。またASNは、事業者に対する追加的な要件を定めることができる（ASNに関する規制上の枠組みの詳細については、「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）。10年点検は、発電所の運転継続に不可欠な段階である。

- ・国際レベルでは、定期的に点検が実施されている。これらの点検は、世界中で蓄積された経験を共有するためのチャンネルである。
 - －IAEA（国際原子力機関）の運転安全分析評価チームによるOSART点検は、フランス政府の要請に基づき実施されている（年1回）。これは、推奨事項を作成し、成功事例を共有することを目的としている。2024年には、ノジャンにおいてOSARTが実施された。
 - －WANO（世界原子力事業者協会）が実施する国際的なピア・レビューが、EDFの要請で組織された。これは、国際的に最善の慣行に関する安全実績の評価を行うものである。2024年には、このようなピア・レビューが5件実施された。

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対応手順が策定されている。この手順は、それぞれ地域レベルおよび国家レベルをカバーするように設計された、以下の2つの密接に連携する計画に基づいて構築されている。

- ・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

効率性向上のために、かかる計画は外的リスク（洪水等）および内的リスク（火災等）の両方を想定している。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。このうち約10回の実習が、ASNの監督の下で全国規模で行われ、EDFおよび県庁を含む公的機関が参加した。

2011年3月の福島第一原子力発電所事故を受けた最初期の分析以降、EDFは、危機管理手順を強化してきた。EDFは、深刻な問題の生じたあらゆる施設に対する物質的支援および人的支援を迅速に提供することを可能にする全国的なユニットを設置した。原子力事故即応部隊（*Force d'action rapide nucléaire*またはFARN）と呼ばれるこの迅速対応ユニットのシミュレーション訓練は、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実施された。FARNは、問題の生じているあらゆる施設の原子炉に動員可能であり、同一の施設において6基の原子炉に対して同時に対応することが可能である。

重大安全事象

原子力施設の運転時の安全性は、設計段階から既に考慮されている。運転時の安全性は、従業員の動員方針および大規模な投資計画によって定期的に監視されている。

ASNが定める詳細な基準により特に重大と分類される欠陥は「重大事象」と呼ばれる。原子力事業者による重大事象の検知は、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条に挙げられる利益を保護するために、すべての原子力事業者がASNに重大事象を申告することが義務付けられている。

各事象は、発電所のチームによってその重大性を分析され、施設の独立した安全部門によって独立した申告が行われる。

事象の重大性は、発電所のチームおよび施設の独立した安全部門による分析に基づいて、発電所の管理者により決定される。

重大安全事象（SSE）の申告プロセスは、原子力の安全性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。その主要な目的の1つは、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、事業所または活動部門の予防措置を改善することにある。

原子力事業者または核物質輸送者は、最長でも48営業時間以内に、すべての重大事象をASNに申告しなければならない。当該申告には、国際原子力事象評価尺度（INES尺度）（事象の重大度による7つのレベル（1から7）から構成される国際的な尺度。原子力の安全上重大でない事象はINESレベル0と分類される。）を用いた分類案が含まれる。ASNは、事象の分類について最終的な権限を有する。ASNは、公的発表に値する十分な重大性を持つ事象を選択する際にINES尺度を参照する。

1987年にフランスでこの尺度が導入されて以来、フランスの原子力発電所において、INESレベル3（極めて少量の外部放射線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事象）以上の事象は発生していない。2024年、EDFは、フランスにおいて、2023年に申告された708件に対して、755件の重大安全事象を申告した。INESレベル2以上の重大安全事象の申告はなかった（2023年も同様）。

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に対する訓練の不可欠な部分となっている。各従業員は、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）の初期訓練を受講した後、関連する事業部門および事業分野に応じて、年に1回、2年に1回または3年に1回、必須の再訓練を受講することが義務付けられている。

2024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、オンラインで入手可能である（例えば、2024年の報告は、[ignr.com/wp-content/uploads/2025/02/Rapport-IGSNR-2024.pdf](https://www.ignr.com/wp-content/uploads/2025/02/Rapport-IGSNR-2024.pdf)で入手可能である。）。

環境保護

EDFの環境対策は複数の施設において2002年に開始された。その後すべての原子炉へ拡大された。これは、ISO 14001認証の環境管理システム（EMS）に基づくものである。燃料サイクルのバックエンド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）原子力事業における課題」を参照。

放射線防護

EDFは、様々な関係者の協力により、（例えば、従業員および管理者の研修および演習、発電所のクリーンさのより厳格な監視、事業者が使用する設備の更新、鉛製スクリーンの最適な設置、原子力施設における作業方法および設備の標準化、監督の強化等を通じた）放射線防護および線量測定の改善に向けた取組みを継続している。

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、年間の平均集団線量は原子炉1基当たり0.69人・シーベルト（manSv）（すべての活動およびすべての関係者について、放射性物質から放出される放射線被曝により全身で吸収した線量の合計）であり、前の10年間から1%減少している。2024年は、原子炉1基当たり0.75人・シーベルトである。2024年、個人の年間平均線量（EDFの従業員および産業パートナー）は1ミリシーベルト（mSv）未満（0.99mSv）を維持した。これは、12か月のローリング期間において全身で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ている。EDFは、複数年にわたる発電所の除染プログラムおよび放射性物質のソースタームの低減を目的とした新技術の試験を通じて、放射線被曝の低減を継続している。

規制上の枠組み

放射線防護に関する規制

フランスにおいては、人が電離放射線に晒されるリスクがある原子力事業は、2種類の防護されるべき個人に係る2つの異なる規則によって規制される。

一般市民の放射線防護に関するフランスの規制は、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について申告、登録または認可が義務付けられている。基礎原子力施設（INB）設立のための認可は、フランス公衆衛生法において義務付けられている認可要件を満たしている。フランス公衆衛生法第R.1333-11条は、一般市民については年間最大被曝線量を1 mSvとしている。

従業員の放射線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) 原子力事業における課題

(A) 核燃料サイクルにおける段階および課題

核燃料サイクルに関連するリスクについては、「第3 3 (2) ②原子力事業に関する特定のリスク」のリスク要因「2 B—燃料サイクルの管理に関するリスク」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に貢献する、フランス国内外の産業事業のすべてを含む。

EDFは、以下の3段階で構成されるサイクルの中で、すべての作業を調整している。

- ・サイクルのフロントエンド：EDFがウラン鉱から濃縮物を購入し、その後EDFと複数年のサービス契約を結んでいる産業用燃料サイクル事業者が、フッ素化（または転換）、濃縮および燃料集合体の製造を通じて、より精巧な製品に加工することである。
- ・原子炉内での燃料使用における中核サイクル：搬入、装荷、運転および搬出。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サイクルのバックエンド：中間プール貯蔵、使用済燃料の再処理、放射性廃棄物の安定化处理、再使用可能な原料のリサイクル、および長期貯蔵前における安定化处理済みの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、サイクルの様々な工程を通じて使用する燃料および原料の所有者であり、これらについて責任を負う。

サイクルのフロントエンド

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サイクルのフロントエンドの様々な段階（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燃料集合体）で在庫を積み増す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。

天然ウランの調達

EDFに対するウラン供給は、資源および供給業者の多様化政策に基づき、最長20年間の長期契約により保証されている。供給契約の指数化計算式は、部分的に固定（基準価格（インフレ調整が行われる場合がある。））であり、部分的に変動（市場価格指数に基づく。）である。当該計算式は、通常、供給コストに対する市場価格の変動の影響が緩和されるよう、下限価格と上限価格を定めている。必要に応じて、当グループは為替リスクおよび米国のインフレリスクをヘッジする戦略を実施している。

EDFは、採鉱における成功事例が確実に実施されるよう留意している。2011年以降、EDFはWNA（世界原子力協会）とともに開発した方法に基づいた鉱山の監査を定期的に行っている。

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、主に、Orano（フランス）ならびにUrenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）といった世界の濃縮サービス供給業者との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リサイクルし（使用済燃料の質量の95%）、原子炉で再利用することが可能となった。2013年、この再処理は、新たな産業計画が利用可能となるまで停止された。2018年、EDFの取締役会は、強固で競争力を有しかつ効率的なウラン再処理の再開を承認した。

2018年に、対応する契約が関係供給業者との間で締結された。その結果得られた燃料集合体の初装荷は、産業上、規制上および経済上義務づけられた条件を満たすことが確認され、2023年末に行われた。

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によって支えられ、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は燃料集合体の子会社であるFramatomeから内部調達するか、またはWestinghouseから外部調達している。

ヒンクリー・ポイントC（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。

サイクルのバックエンド

サイクルのバックエンドに関連するリスクについては、「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」のリスク要因「2 A－放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連義務の確実な履行に関するリスク」およびリスク要因「2 B－燃料サイクルの管理に関するリスク」に記載されている。

規制上の枠組み

廃棄物の生産者として、EDFは、使用済燃料の処理およびこれに伴う廃棄物について責任を負う。この責任は、移転したり時間の制限を付したりすることはできない。

Oranoは、使用済燃料の処理を実施する。

フランスの放射性廃棄物管理庁（ANDRA（*Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs*））は、フランス環境法第L.542-12条に従い、最終放射性廃棄物の長期的な貯蔵管理事業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。

2024年初頭、気象エネルギー総局（DGEC）およびフランス財務省は、環境法第594-4条に基づく権限に従い、2023年12月31日時点のEDFの使用済燃料管理費用の評価に関する外部監査を委託した。この監査は2024年度第2四半期に開始され、2025年度第1四半期に完了する。現在のところ、使用済燃料管理引当金に重大な影響を及ぼすことはない予想される。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

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MOX燃料の形態のプルトニウムおよび再濃縮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「サイクルのフロントエンド」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。処理量は、MOX燃料を積載する認可を得た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マスター契約
- ・2024年10月：2024年から2026年の期間を対象とした実施契約および関連するMOX集合体の供給契約

使用済燃料の貯蔵容量

2024年2月26日、フランス大統領を議長とする原子力政策審議会（CPN）は、核燃料サイクルの終了を視野に入れた使用済燃料の処理およびサイクルの継続等の核燃料サイクルのバックエンドに関するフランスの方針を確認した。これらの政策方針は、2022年2月10日にベルフォールで行われた、現行の発電所の運転継続および新たな原子炉の建設に関するフランス大統領の演説に沿ったものである。

EDFおよびOranoは、ラアグにあるOranoの施設における将来の核燃料サイクル施設について、特に新たな使用済燃料処理工場および新たなMOX燃料製造工場を含んだ産業計画を提案している。Oranoがプロジェクト管理者を務めるこの計画には、今後将来の処理施設に接続される新たな貯蔵容量を統合する建物の設立も含まれている。この計画は2024年9月24日にASNに提出された。

さらに、ベルフォールでの大統領演説にあるように、安全条件が満たされれば、現行の原子力発電所の稼働を50年を超えて維持できる見込みであることから、Oranoがラアグにおいて運営する使用済燃料貯蔵施設の飽和リスクは、2040年またはそれ以降に先送りされる可能性がある。

これらの新たな貯蔵施設の稼働開始予定日は、原子力発電所の運転継続のために特定された必要性との整合性が取れている。

最後に、ラアグにあるOranoの現施設で2025年半ばに完了予定の貯蔵プールを高密度化する計画は、核燃料サイクル施設で故障が発生した場合の飽和リスクに対する効果的な対策である。

別の補完的な措置として、Oranoは、使用済燃料の乾式一時貯蔵の可能性も検討している。乾式貯蔵および高密度化のシナリオのための専用の財務引当金が確保されている。

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）、中レベル廃棄物（ILW）、低レベル廃棄物（LLW）および極低レベル廃棄物（VLLW）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長寿命中レベル廃棄物

使用済燃料の処理後、高レベル廃棄物（HLW）のガラス固化が可能となる。これは非常に高品位の安定化処理プロセスであり、体積が削減される。廃棄物の体積は、旧発電所の操業に相当する基準インベントリーおよび現行のPWR施設（フラマンビル3を含む。）の50年間の操業に相当する基準インベントリーに基づいて計算される。この方法で安定化処理されたすべてのHLWの体積は、総計約9,300m³である（百万人当たりの年間電力消費量から、約3m³のHLWが発生する。）。

長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）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（放射性廃棄物容器および端部部品、燃料被覆材の破片等）。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37,000m³となる。これには、UNGG（天然ウラン黒鉛ガス）原子炉を含む永久的に閉鎖された発電所の操業および廃炉作業から発生した廃棄物ならびに現行のPWR発電所（フラマンビル3を含む。）から発生した廃棄物が含まれる。当該計算では、PWR発電所の50年の耐用年数が前提とされ、解体作業も含まれている。

当該廃棄物は、HLWと比較して熱を発生させないことから、より早期に貯蔵可能である。

・Cigéo：地層処分産業センター・プロジェクト

概要

Cigéoは、フランスにおけるすべての原子力施設において、解体までに生じるILW-LLおよびHLW（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（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日付法律第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のための地上施設によって構成される。廃棄物は、地下約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ることができる不透過性の粘土層にある施設に貯蔵される。Cigéoは、少なくとも100年間操業できるよう設計されている一方で、将来の世代に対応するための適応オプションを提供する柔軟性も備えている。

使用済燃料処理から生じるHLWおよびILW-LLは、深地層に貯蔵されるまでの間、ラアグに所在するOranoの敷地において、専用施設に貯蔵されている。

プロジェクトの主要な段階

ANDRAの参照計画は、初回廃棄物搬入が2035年から2040年までの間に予定されているパイロット操業フェーズから開始される。

2018年1月11日、ASNは、安全性オプションファイルの段階としては、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。フランス気象エネルギー総局（DGEC）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年後半、当該グループは、ANDRAが示したファイルに対してほぼ肯定的な意見を発表した。

Cigéoプロジェクトの公益に関する公開調査は2021年9月15日から10月23日まで行われた。その結果、2021年12月20日に、調査委員の肯定的な意見（プロジェクト管理者に対する5つの勧告を含む。）が公表された。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意見が寄せられ、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（SGPI）によるCigéoの社会経済的評価に関する2度目の評価は、「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対して高い慎重性および保険的価値を有する」という事実が強調された。

2021年1月13日付の意見において、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は公開調査においてこの勧告を考慮した。

2022年7月7日付命令第2022-993号は、Cigéoが公益性を有するものと宣言し、ペイ・パロワ（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）地方都市計画文書を、互換性を確保するため調整した。また、2022年7月7日付命令第2022-992号は、Cigéoプロジェクトをフランス都市計画法第R.102-3条に規定する国家重要事業の1つとして挙げている。

Cigéoセンターの設立認可申請は、2023年1月17日に正式に提出された。

2023年6月22日にASNが申請の受理を宣言し、2024年6月27日にはフランスの環境当局も同センター設立申請に関する意見を発表した。これにより、申請の技術審査が開始可能になった。これには、ASNの専門家諮問委員会の3回の会議が含まれる。第1回目は2024年4月、第2回目は2024年12月、第3回目は2025年半ばに実施され、ASNRの意見は2025年11月に発行される予定である。

2027年末までに認可を受けることを目標としている。

瀝青質の廃棄物の処理

安全オプションファイルに関する意見において、ASNは、瀝青廃棄物を処理せずにCigéoに貯蔵するという提案に代わる選択肢の検討を要請した。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、原則的には様々な管理オプション（貯蔵または中和）が実行可能であると結論付けたが、最も適切なオプションを特定するために、既に実施されている研究を継続することの重要性を強調した。発電事業者およびANDRAが参加する4者共同研究プログラムは、現在もこの問題を調査中である。

Cigéoの課税状況

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、フランスの2000年予算法第43条に規定される基礎原子力施設（INB）の課税体制が変更された。高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物の貯蔵に係る税の計算方法について変更を導入している。しかしながら、これらの原則の適用措置および当該施設に係る課税水準に及ぼす可能性のある影響については、まだ明らかになっていない。

Cigéoに係る費用計算

Cigéoの現在の基準費用計算は、2016年1月15日付命令で定められている。

ANDRAは、2025年4月に、Cigéoの費用計算に関する更新されたファイルをDGEC、ASNRおよび所管の議会委員会に提出する。これを受けて、廃棄物生産者を含む利害関係者の協議が行われ、その後フランス政府が2025年9月までにCigéoの新たな「目標費用」を決定する。しかしながら、EDFは、2016年の費用計算には含まれていなかったが十分に確実な情報を反映させるため、2024年の財務書類においてCigéoの引当金を更新した。

・ ICEDA：放射性廃棄物安定化処理中間貯蔵施設

ビュジェ発電所に所在するICEDAは、発電所の運転（燃料の管理を除く。）および廃炉から出る長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）の安定化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、2021年に最初の廃棄物の安定化処理を実施した。

2021年以降、ショーAの廃炉作業から発生するすべての放射性廃棄物およびフェッセンハイムの運転から生じる最初の廃棄物が、ICEDA施設で安定化処理され、合計39のILW-LL廃棄物パッケージが生成された。

2023年、ASNはICEDAでの安定化処理を期限を定めずに継続することを承認した。

2024年、ASNはICEDA施設での安定化処理に受入可能な廃棄物の規制に関する特性を変更することを承認した。この変更により、現在、当該施設は設計どおり廃棄物の100%を安定化処理することが認可されている。新たな範囲に対応する安定化処理の認可は、2025年初頭に発行される。

最後に、EDFは、フェッセンハイム発電所の原子炉2基が永久的に閉鎖された後、フェッセンハイムの廃炉から発生する廃棄物の処理を可能にするため、ICEDAの認可令の改定申請を提出した。改定令は2025年に発行される。

長寿命低レベル廃棄物

長寿命低レベル廃棄物（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、旧型UNGG原子炉の解体により生じる。2015年7月、ANDRAは、フランスのスーレス地域（オーブ県）に所在する貯蔵施設の実現可能性に関する報告書を、ASNのレビューを受けるために提出した。この提案に関する作業は、同施設に貯蔵可能な廃棄物の特定のため、放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）（*Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs*）の下で作業が進行中である。

2020年8月6日付のASN通知第2020-AV-0357号および第5回PNGMDR（2022年12月10日付官報に掲載のフランス命令第2022-1547号および施行令）に従って、ANDRAは2024年3月、ヴォンドゥーヴル＝スーレスの施設でのLLW-LL貯蔵のために選択された技術オプションおよび安全オプションを提示するファイルを提出した。このファイルは、現在ASNRによって審査されている。

さらに、この放射性廃棄物の存在量をより詳細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上げ、既存のオーブ地上貯蔵センターにおいて、特定の中間貯蔵センターの稼働を待たずに、最初に廃炉された原子炉（シノンA2）からの黒鉛を貯蔵することが可能であることが示された。

現在、2045年までに搬出されるシノンA2の原子炉からの黒鉛に関する財務引当金においてモデル化されているシナリオは、シノンでの一時貯蔵施設の建設および特定のLLW-LLセンターでの最終貯蔵を前提とした、オーブセンターでの貯蔵である。

その他の原子炉については、財務引当金により、黒鉛廃棄物のLLW-LL貯蔵施設における直接貯蔵がカバーされている。

短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物ならびに極低レベル廃棄物

短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（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
- ・当該施設の廃炉：コンクリート、金属くず、断熱材、パイプ等

この種類の廃棄物は、オーブ県においてANDRAが運営するスーレスおよびモールヴィーエーの施設の地上近くに貯蔵される。体積を抑えるため、一部の廃棄物は、Cyclife Franceが所有するセントラコ工場において、予備溶融または焼却により事前処理される。

2019年に開催されたPNGMDRの公開討議を経て、エコロジー移行省およびASN（PNGMDRの管轄当局）の共同決定に基づき、フランスでの極低レベル金属廃棄物の再利用を認める法律が2022年2月14日に公表された。この規制変更により、この金属廃棄物の産業リサイクルおよび販売ソリューションの実施が可能になる。これが、フェッセンハイムの施設内に設置される極低レベル放射性金属のリサイクルおよび販売のための専用施設に関する、EDFが開発したテクノセンター・プロジェクトの目的である。

2024年初頭、EDFは、テクノセンター・プロジェクトをフランス公開討議委員会（CNDP）に付託した。CNDPが組織し、EDFが主導した公開討議は2024年10月10日に開始され、2025年2月7日まで開催された。

Cyclifeグループの設立および開発：放射性廃棄物の解体および管理に特化した子会社

EDFは2016年、廃棄物処理会社であるStudsvikの英国およびスウェーデンにおける資産を取得したことに伴い、持株会社のCyclifeを設立した。Cyclifeグループは、Cyclife UK、Cyclife SwedenおよびCyclife France（以前はSOCODEIの子会社）を統合して設立され、当グループ内外の廃棄物処理事業および廃炉事業の展開を統合することを目的とし、以下の2つの目標を掲げている。

- ・フランスでの廃炉作業のために開発されたノウハウおよび資産を活用し、欧州および日本における廃炉市場の機会を活用すること
- ・EDFグループの将来の廃炉事業のための安全な基盤を提供するために、重要な事業および主要技術を管理し、長期にわたって最適化すること

2018年、Cyclife SASは、廃炉および廃棄物処理のためのシステムやデジタル・シミュレーションに特化したCyclife Digital Solutionsの84.6%の株式を取得した。

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。

Cyclife Germanyは、廃棄物処理に関するCyclifeの位置付けを強化し、廃炉事業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。

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 Nuclear Ltd.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し、既に同市場で事業を行っていた子会社であるCyclife UKの廃炉事業部門の設置を補完するものである。

2022年2月、EDFは、Cyclife SASおよびVeolia Nuclear Solutionsが同率出資する、原子力廃棄物管理に従事する新子会社であるWaste2Glassを設立した。その目的は、VeoliaグループのGeoMeltおよびMVSプロセスに基づくガラス固化を用いた新しい放射性廃棄物管理プロセスを開発し、特定された放射性廃棄物の経路の技術的および経済的な実現可能性調査を実施することである。

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。2024年1月、Cyclife Digital SolutionsおよびQuadricaは、認知度を高め、デジタル・ソリューションの開発を継続するために合併した。

2024年1月初旬、日本における当グループの存在感を強化するため、Cyclife Japanが設立された。既に初期のパートナーシップが確立され、Cyclifeが提供するソリューションが日本の原子力事業者のニーズに適合するか否かに関する検討が進められている。

2024年6月、Cyclife GmbHは、BalckeDürr Nuklear Serviceの株式を100%取得し、社名をCyclife GmbHに変更した。同社は、特にドイツおよびスウェーデンのプロジェクトにおいて、廃炉事業および除染事業ならびに廃棄物の選別、安定化处理、搬出業務を専門としている。

このため、Cyclifeグループは成長を続けている（2024年末現在の従業員数は1,200人を超える。）。Cyclifeは5か国（フランス、ドイツ、英国、スウェーデンおよび日本）で事業を展開し、完全に統合された廃炉事業および廃棄物管理事業を提供することができる。

研究開発

EDFは、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、産業事業者、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。これらの活動は、放射性廃棄物の管理および廃炉に焦点を当てている。EDFはこれらの分野の主要な事業者として認知されており、以下の目的のために、4つの欧州プロジェクトに積極的に参加している。

- ・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バックエンドおよび放射性廃棄物管理に対し、財務引当金を確保している（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」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おける課題

フランス環境法の規定は、原子力施設の耐用年数の上限を定めていないが、同法は、適用規則の遵守状況を10年ごとに評価し、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付けている。これらの評価では、施設の状況、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が考慮される。

EDFの産業戦略は、4回目の10年点検の間に行われた多額の投資、ならびに福島第一原子力発電所事故後の改善策およびフランスのエネルギー需要をも考慮に入れ、安全性および効率性の面で最適な状態で、40年を大幅に超えて継続して発電所を稼働させることである。また、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。また、大統領は、EDFに「50年を超えて耐用年数を延長するための必要条件を調査する」よう要請したとも述べており、50年の耐用年数を超えてフランスの原子炉の稼働を継続する道が開かれた。

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、3つの時間軸（50年まで、50年から60年まで、60年超）に基づいている。

50年まで

EDFは、900MW系列および1,300MW系列の4回目の10年点検を実施し、これらの原子炉がさらなる10年間の運転に適合していることを実証するために、設備の大規模改修および安全性の大幅な改善を図った。1,450MW系列については、30年の節目における手続は、他の2系列の40年の節目と同じ改善目標を掲げている。

900MW系列

2016年度上半期、フランスの900MW系列の原子力発電所の耐用年数を、当グループの産業戦略に合わせて延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足された。このため、2016年7月28日、EDFの取締役会は、フランスにおける900MW系列の発電所（フェッセンハイムを除く。）の耐用年数を、2016年1月1日より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、EDFの900MWの原子炉を、4回目の10年点検以降も継続して操業するための条件について決議し、関連要件を定めた。ASNは、EDFが計画する措置およびASNの要件を組み合わせることで、これらの原子炉を4回目の10年点検後もさらに10年間継続して操業する見通しが立つと判断した。

2023年8月10日、ASNは、4回目の10年点検の結果を踏まえて、トリカスタン1の40年を超えた運転継続（2029年に予定されている5回目の10年点検まで）に関する見解を表明した。

さらにASNは、2021年2月23日付の上記決議で定められた要件の一部について、EDFから期限延期の要請を受け、2023年12月19日、一部の要件を修正する新たな決議を行った。

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継続されている（2024年末までに、21基において4回目の10年点検が完了し、別の原子炉において進行中である。）。トリカスタンの原子炉1号機については、2023年の部分検査において、作業の第2段階における変更が成功裏に完了した（当該系列で初）。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、事業を産業化するための高い能力が示され、産業パートナーの参画がこのプロジェクトの成功に寄与したことが確認された。

1,300MWe系列

2021年、1,300MWe系列の4回目の10年点検における一般的フェーズの検討が、ASNと開始され、現在も進行中である。

この検討は、2025年夏にASNRが決定を下すことで終了する。この決定は、技術的要件を通じて、1,300MWe系列の4回目の10年点検の目的を達成するために実施される措置の指針となる。これらの一般的な措置は、各原子炉の点検結果の報告書が原子力安全担当省およびASNRに提出された後、各原子炉に固有の措置によって補完される。

2024年10月、ASNによって公開討議プロセスが開始された。EDFは、2026年にパリュエルの原子炉1号機で予定されている1,300MW系列初の4回目の10年点検の準備を進めている。

最初の準備作業は2024年7月に開始された。

2024年度上半期に、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が主催する、1,300MWe発電所の4回目の10年点検の一般的フェーズに関する公開討議が開催された。

2021年7月28日、取締役会は、連結財務書類において1,300MWeの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、発電所の運転継続に関するASNの今後の見解を示すものではなく、かかる見解は、法律で定められるとおり、各10年点検後に、原子炉ごとに記載されるものである。

1,450MWe系列

1,450MW系列の3回目の10年点検の手続についてASNとの検討が開始され、最初の点検は2029年に予定されている。1,450MW系列の会計上の償却期間は、今のところ40年に留まっているが、これを延長することは当グループの産業上の目標となっている。

50年から60年まで

2023年6月13日、ASNは、EDFの原子炉を60年に達するまで継続して運転することの見通しに関する意見を発表した。

2022年後半に、900MWe系列の5回目の10年点検（2029年に開始予定）に向けて、気候変動への適応という大きな課題、施設のコンプライアンス状況の詳細な審査および老朽化による潜在的影響を考慮した調査が実施された。

2024年12月10日、ASNは、2024年10月末に開始された公開討議を受け、EDFが採用した5回目の10年点検の一般指針が適切であり現在の知見に合致すると考える旨の見解を表明した。5回目の10年点検では、4回目の10年点検で原子炉に施された大幅な安全性改善を統合し、気候変動の影響への配慮を強化することが可能になるはずである。

ASNRは、現在進行中の審査の終了後、5回目の10年点検の一般的フェーズの結果に基づき、900MWe原子炉のさらなる10年間の運転継続について、2028年半ばに見解を発表する予定である。

60年超

2023年には、60年を超えた耐用年数の延長に関する「長期的」な検討が開始された。これはASNが設定したタイムテーブルの一部であり、ASNは2025年および2026年に、それぞれ専門家による評価フェーズおよび審査フェーズを経て、2026年後半に見解を示す予定である。

この作業は、老朽化問題に焦点を当てたものであり、研究開発におけるニーズの特定ならびに科学的小および方法論的な開発が含まれる。また、他の原子力事業者および主要な専門センターとの活発な国際的議論を通じても推進されている。

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

2015年1月22日、EDFの取締役会は、大規模設備を改修し、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年を超えて継続させるためのグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）産業改修プログラムの原則を承認した。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。

このグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）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
- ・フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）
- ・ASNの意見および要件
- ・原子炉が40年を超えて運転を継続するために必要となる具体的な手続

2022年3月31日、EDFの取締役会は、2021年12月31日にグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）プログラムの第1段階が完了したことを正式に記録し、現在のASNの審査（特に900MW系列および1,300MW系列の発電所の4回目の10年点検、ならびに900MW系列の発電所の5回目の10年点検のための研究段階の開始）から得られた情報を取り入れた2022年から2028年の新たなロードマップにより、同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

大規模改修プログラムの第2段階における、2022年から2028年の投資額は、2024年末時点で現在のユーロ価値で36.1十億ユーロ（2021年のユーロ価値では32.0十億ユーロ）と再見積りされた。2024年、投資総額は5.2十億ユーロであった。これらの金額には、2022年から2025年の期間における応力腐食に関連する作業に係る費用の見積額1.3十億ユーロ（2021年のユーロ価値では1.2十億ユーロ）が含まれる。

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り、投資支出は当該日以降も高水準で推移する見込みである。

（C）発電所の廃炉に関する課題

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（トリカスタン操業中熱基盤（*BCOT*）（*Base chaude opérationnelle du Tricastin*））、サンローランのサイロおよびICEDA廃棄物貯蔵施設等）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、原子力発電施設のライフサイクル全体を管理している。

規制上の枠組み

原子力施設の廃炉に適用される規制

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

2001年以降EDFによって採用されている参照シナリオは、容認可能な経済条件で行われた、また現行の法令に規定される原則に基づいた最終的な閉鎖の後、「できる限り短い期間で」廃炉を実施することを義務付けるフランスの規制に沿った、放射性物質の自然減衰を待たずに実施する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開調査の結果、施設の廃炉を命じる命令が発出される廃炉認可の申請
- ・廃炉固有の安全基準に含まれる、ASNRとの主要な段階での進捗状況の点検
- ・最終的には、作業が完了し施設が目標とする最終段階に達した後、基礎原子力施設を統制する法体制から当該設備を除外するための、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）
- ・ブレンニ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（UNGG）6基（ビュジェ、サンローランおよびシノン）

当該施設は引き続き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、PWRの解体に約15年の期間を想定している。

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1.5百万トンの一次廃棄物を発生させる。当該廃棄物のうち80%が非放射性廃棄物であり、高レベル廃棄物は存在しない。残りの20%は、中レベル廃棄物（ILW）または極低レベル廃棄物（VLLW）である。当該廃棄物の8%は長寿命廃棄物である。

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、この廃棄物のうち95%は非放射性である。

短寿命VLLWおよびLLWの既存の再処理方法は、操業および廃炉により発生する長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）の安定化処理および貯蔵を行うICEDA施設によって補完されている（「第23（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題—ICEDA：放射性廃棄物安定化処理中間貯蔵施設」を参照。）。

廃炉に伴う廃棄物を処理するためのシステムの完成には、新たなLLW-LL貯蔵施設が必要となる（「第23（2）①（i）（ロ）（c）（A）核燃料サイクルにおける段階および課題」のLLW-LLに関する記載を参照。）。UNGG発電所の解体については、最終的な処分ソリューションが確立されるまで（2045年に黒鉛の初回搬出が行われる。）、サンローランのサイロから生じるLLW-LL黒鉛スリーブ用の中間貯蔵施設（これらの黒鉛スリーブは、フランスの旧型UNGG（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の運転に由来する。これは、燃料棒を囲む空洞の円筒形の黒鉛製構造物である。）を建設することが計画されている。

ショーA

ショーAは、現在稼働中の原子炉57基と同様の技術を利用した加圧水型原子炉である。この原子炉は、1967年に稼働開始し、1991年まで操業された。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水中廃炉完了作業は、2022年まで困難に見舞われた。COVID-19パンデミックは、特に2020年のロックダウン中の濾過の停止により有機物が発生し、水の濁度が高くなったことにより、作業に深刻な影響を及ぼした。さらに、原子炉容器を持ち上げ、コンクリート製のウェルから搬出するために必要な燃料取扱機が度々使用不能になることから、同機械を全面的に改修し、老朽化の問題に対処するとともに、原子炉容器の重量の取扱いに見合った品質を確保することを決定した。

2023年および2024年、同プロジェクトにおいて以下の大きな進展があった。

- ・容器内部分割後のプールの排水
- ・容器搬出前の一次システム配管の分割
- ・原子炉の建設された岩窟における燃料取扱機の改修

現時点では、原子炉容器の解体は2027年に完了する予定である。

EDFおよびフランス国立研究機関（CNRS）は、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。これにより、当該施設の特異な構造が有効利用されることになる。

フェッセンハイム

フェッセンハイム発電所の原子炉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。これらの閉鎖に続いて、耐用年数終了のための作業（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閉鎖および撤去、燃料の搬出、一次回路の汚染除去等）が開始された。

2023年9月1日、フェッセンハイム施設の運営は、EDFの原子力発電部門（DPN）から廃炉プロジェクトおよび廃棄物部門（DP2D）に移管された。

使用済燃料は、2年の間に現地からすべて撤去され、ラアグに輸送されたが、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、施設から99.9%の放射能が除去され、運転から生じた放射性廃棄物が、初めて産業廃棄物としてICEDA施設へ移送された。両原子炉において、大規模な一次回路除染作業（系統除染工事（FSD））が成功裏に行われた。この作業は、2023年6月に完了した。フェッセンハイムの原子炉1号機および2号機の運転中に交換された使用済蒸気発生器の上部部品のスウェーデンでの処理が完了し、下部部品のスウェーデンまでの輸送経路にある国々（フランス、ベルギー、ドイツ、オランダおよびスウェーデン）の安全当局との間で多国間協定が最終決定された。

放射性廃棄物の分離・輸送施設に改築するためのタービンホールの一部の電気機械解体が完了し、改築作業が進行中である。

2024年末現在、解体準備作業の推移の進捗状況は、予定されたスケジュールに沿ったものとなっていた。

廃炉命令の取得に向けた主要な措置が講じられ、廃炉段階が実際に開始される。フェッセンハイムの廃炉申請は、2020年12月にエコロジー移行担当大臣およびASNに提出された。ASN諮問委員会は2023年6月22日に会議を開催し、公開調査が実施され（2024年3月25日から4月30日まで）、その後調査委員会および県庁が賛成の意見を発表した。

現在のスケジュールでは、フェッセンハイム施設の廃炉命令は2025年半ばに発行され、廃炉に適用される一般作業規則に関するASNの承認を得られ次第、2026年初頭に発効する予定である。

ブレンニリス

部分的解体を認可する命令の適用対象である廃炉作業は、2018年半ばに完了した。それ以降、現地では原子炉容器に関する次の段階に向けた準備の最終作業が進められている。この段階は、2023年9月26日に発行された「完全解体」命令の適用対象である。2024年6月にASNが新たな一般作業規則を承認したことにより、当該命令が施行された。

2024年12月に予定されていた原子炉容器解体作業の開始となる、周辺回路の解体に先立ち、アスベストの除去作業と施設内の建物の整備（コンクリート壁の開口および金属構造物の組立て）が、規制手続と並行して行われた。

クレイ・マルヴィル

原子炉容器格納プラグの取外し、回転閉じ込め構造（SCOT）の設置および自動化された現場の稼働の後、2024年に原子炉容器内部の分割が開始された。

2024年後半、中性子遮蔽支持体（原子炉容器内部の最初の部品）の搬出、分割および廃棄物パッケージ内での安定化処理が行われた。2つ目の部品であるダイアグリッド（原子炉容器内部から撤去される最後の大型部品）は、2025年度第1四半期に分割のために搬出される予定である。一方、原子炉建屋内の作業は継続された。2024年、容器ヘッドプラグの解体が完了し、原子炉ピットおよび安全格納容器の解体作業が開始された。

周辺建屋では、2024年にナトリウムタンクの解体が終了し、蒸気発生器建屋では最初の解体作業が実施された。この作業では、2030年までに予定されているプロジェクトから、約5,000トンの廃棄物（90%は非放射性）が発生する。

スーパーフェニックス原子炉の廃炉作業は、依然として2034年に完了予定である。

UNGG原子炉

UNGG原子炉の産業廃炉戦略については、2015年末に徹底した検討が行われ、特に水中方式による解体から空気中方式による解体への転向が図られた。その内容は以下のとおりである。

- ・基本的には遠隔操作による廃炉プロセス
 - ・黒鉛型原子炉廃炉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
 - ・初の原子炉（シノンA2）の解体、および一般展開前に最初の原子炉廃炉作業からの経験を活かすための他の5基の原子炉の安全貯蔵
- この新たな戦略により、原子炉容器の解体作業は、2063年から2093年の間（原子炉によって異なる。）に完了する見込みである。

第1世代の発電所廃炉の産業シナリオの更新（特にUNGG原子炉に関するもの）により、2015年12月31日時点で、関連財務引当金が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日付決議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、廃炉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していることを確認した。現段階では、スケジュールの最適化を可能にする新たな情報は得られていない。

黒鉛型原子炉廃炉用実証機の建設は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回収のためのツールの開発と、UNGG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。

試験プログラムは計画どおりに進捗しており、毎年ASNに報告書が提出される。

2020年11月に完了した「複雑なプロジェクト管理」の検査に続き、2022年5月にEDFの回答およびコミットメントがASNに送付された。

これらの手続の規制上の観点に関しては、サンローラン施設のサイロの解体認可申請が、2022年9月30日に電子的にASNに提出された。2020年3月のASNの決議に沿って、シノンA2およびシノンA1に関する解体申請、ならびにシノンA3、サンローランA、およびビュジェ1に係る廃炉命令の大幅な変更に関する申請は、2022年12月15日に提出された。2024年2月、EDFは、原子力安全・放射線防護ミッション（MSNR）が受理許容性分析の一環として行った要請に応じて、これらすべての申請の更新版を提出した。ASNおよびIRSNは、2026年3月の専門家諮問委員会の開催に向けて、2024年11月25日に申請の審査を開始した。

一方、原子炉容器周辺の廃炉作業は、3か所とも継続中である。

ビュジェ1施設では、電気施設が解体され、廃炉された地上面積は安全貯蔵目標（原子炉建屋および原子炉建屋解体に必要な建物を除く全地上設備の廃炉が求められる。）の27%に達した。アスベストは、工学機器に組み込まれた数百本のアスベスト含有管の搬出により、2023年にタービンホールから除去された。シノンA2では、熱交換器建屋4棟すべてのフェルール（一次回路の一部）が、溶融のためCyclife Franceに搬出された。

シノンA3の熱交換器の解体は完了した。12年にわたる作業の末、5,200トンの金属回路が解体された。

サンローランA2原子炉では、鉛のリスクの管理強化を経て、2024年度第2四半期に格納容器を除く部品の廃炉が再開された。迅速な産業的作業により、2024年12月初旬に、原子炉容器下にある回路の解体完了というマイルストーンが達成された。

廃炉費用および長期的な原子力コミットメントを満たすために保有される資産

発電所の操業開始以降、EDFは、廃炉、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財務引当金を設定している（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」を参照。）。廃炉作業の目標は、用地を原状回復し、産業的な再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は、運転サイクルに関連しないため専用資産により賄われなければならない引当金を定義している（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1.3「EDFの長期原子力債務の填補率」を参照。）。1999年より、専用資産が徐々に積み立てられている（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1.2.2「専用資産の戦略的配分および構成」を参照。）。

気象エネルギー総局（DGEC）から2020年6月5日に受領した指示書に基づき、「既存の永久閉鎖施設の廃炉費用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、財務総局および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、非PWRの旧式の永久閉鎖施設（すなわち、スーパーフェニックス、ブレンニリスおよびUNGG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、被監査当事者に提出された。DGECのフォローアップ・レターは2021年11月22日に発行され、監査報告書はエコロジー移行担当省のウェブサイトに掲載された。

報告書では、「解体プロジェクトの実施に構造的に重点を置いた組織」、「堅牢で、使用した仮定および元のデータの良好な追跡可能性を提供する年次の原価計算および審査プロセス」、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」が強調された。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「適切な規模である」と結論付けた。

現在の適切に管理されたプロセスおよび組織に加えて、重要性の低い軽微な事項が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評価、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見積りに疑問を呈するものではなかった。監査報告書ではまた、EDFが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ベスト・プラクティスを採用している点も言及された。

かかるフォローアップ・レターに対する回答書は2022年2月21日に送付され、その結果、上記の改善点に対応する行動計画が導入された。すべての行動は2024年末までに完了した。

(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 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A—EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」を参照。

(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

EDFおよびFramatomeによるEPRの新型モデル・プロジェクトの作業により、フランスにおける原子力業界の発電供給および輸出市場の双方を強化する可能性のある「EPR2」モデルの技術構成が2017年後半に開発された。EPR2はEPRの最適化版であり、EPRプロジェクトおよび現在稼働中の発電所から得た経験を統合した、産業的な後継型である。

フランス政府はEDFおよび原子力業界に対して、フランス国内の原子力施設の更新計画について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。このプログラムには、3組のEPR2を、パンリー、グラヴリースおよびビュジェ近郊に順次建設し、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が盛り込まれている。

フランス大統領は、2022年2月10日にベルフォールで行われた、「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に関する演説において、新規原子炉建設を段階的に進めるプログラムの開始を望む意向を表明した。かかるプログラムには、3組のEPR2原子炉の建設、さらに8基の建設に関する実現可能性の調査が含まれている。大統領はまた、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。

当該プログラムの実施に向け、適切な資金調達および規制計画について現在準備が進められている。EDFが2026年にFID（最終投資決定）を行えるよう、プログラムの競争力の強化および堅固なコストならびにスケジュールの確立を目的として、プロジェクト完了時における費用の検討が開始され、現在進行中である。

EPR 2 プログラムに関する最終投資決定が下されるまで、EDFは取締役会（2020年12月6日付、2022年3月31日付および2024年3月6日付）よりプログラム開発の継続について承認を受けている。

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に関する2020年夏のフランス会計検査院による勧告に基づき、EDFは、EPR 2 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。そのためEDFは、プロジェクト管理の機能から、プロジェクト事業者の機能を分離する新しい組織を設立した。かかる組織は、「第2 3（2）①（i）（イ）原子力に係る組織およびガバナンス」に記載されている、EDFの原子力事業の再編の一環として2024年に強化された。

プロジェクト事業者は、適切な法的、経済的、財政的枠組みを確保し、プロジェクトが適正な状況で実施されることを保証する。EPR 2 プロジェクトの費用、スケジュールおよび業績目標について定義し、プロジェクト管理がそれに従うことを確実にする。

プロジェクト事業者は、EPR 2 原子炉の設計を担当している。最終投資決定が下された場合には、プロジェクト事業者が設定した品質、費用、スケジュールおよび安全性に関する目標に沿って建設されることを確実にする。

進捗報告および見通し

2018年に開始された全般的な概念上の設計分析が2021年末に完了した。この段階以前には、2021年2月にASNへ事前安全報告書が提出され、ASNによる安全オプション書面の審査完了（2021年4月付および9月付の書簡に記載のとおり）が先行していた。

2022年1月より、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。

- EPR 2 原子炉の最初の組を建設する場所として選ばれたパンリーにおける初の核コンクリートに関する継続的なエンジニアリング調査。2023年にはニュークリア・アイランドの主要な建屋について技術的成熟度のレビューが実施された。このレビューは、EPR 2 の開発および建設における次の段階を確実にするために、プロジェクトに関する独立した専門家委員会からのEDFへのフィードバックとなった。2024年半ばに実施された2回目のレビューでは、原子力施設の「詳細な設計」に関する経過目標の完了が確認された。
- 供給者の研究から学び、技術および産業施設への投資に必要な見通しを提供するために主要なパートナーとの密接な関係を築くこと。パンリーでの主な土木工事契約は、2023年10月に締結された。
- 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

ーパンリー：2022年2月11日、EDFはパンリーに2基のEPR 2 原子炉を建設する計画案をフランス公開討議委員会CNDP（*Commission nationale du débat public*）に提出した。当該公開討議は、フランス政府が主催したエネルギーに関する公開討議と並行して、2022年10月末から2023年2月末まで開催された。2023年6月末、施設建設承認の申請がエネルギー移行省に提出された。2024年7月、EDFが準備作業を実施することを認める環境認可が発行された。この認可は現在、国务院への執行停止を伴わない上訴の対象となっている。

ーグラヴリーヌ：2023年11月22日、EDFは2基のEPR 2 原子炉を建設する計画案をCNDPに提出した。2024年1月10日の本会議で、CNDPは公開討論を行うことを決定し、本会議は2024年9月17日に開始され、2025年1月17日に終了した。

ービュジェ：ビュジェの用地についての公開討議は1月28日に開始され、2025年5月15日まで継続する見込みである。

(b) 小型モジュラー炉（SMR）

EDFグループは、2030年代の欧州および国際的なエネルギー転換を支援し、事業者のニーズに対応するため、子会社であるNUWARDと共同で第3世代小型モジュラー炉（SMR）を開発する戦略を継続している。NUWARDによる基本設計の段階は2024年度上半期を通じて継続し、プロジェクト設計およびマーケットポジショニングに関する詳細な検討が行われた。得られた教訓に基づいて戦略が見直され、実績のある技術基盤のみに基づく新たなアプローチで開発が進められている。

このアプローチは、NUWARDが蓄積してきた技術、産業および商業に関する知識ならびに当グループが原子力発電およびPWR技術において培った経験に基づいて行われる。

(c) 国際動向

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。プロジェクト企業である新規の原子力発電所建設事業ユニット (NNB) がプロジェクト事業者である。EDFのエンジニアリングおよびサプライ・チェーン部門 (DISC) ならびにEdvanceが設計調査を行っている (Edvanceは、EDFおよびFramatomeによる共同エンジニアリング子会社であり、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に2017年に設立された。)。Framatomeは、部品および計装制御システムを提供し、タービンはArabelle Solutionsが提供している。

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) (d) 新たな原子力産業」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) (d) 新たな原子力産業」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、産業的前進に関する契約 (IWFA) と呼ばれる、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。これには、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配管トンネルのためのすべての調査および設備を提供すると明示されている。EDFはこのプロジェクトへの投資は行わない。顧客であるNPCILが、実行段階での総合的なプロジェクト・マネージャー、建設者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提案を行い、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、フランス政府の支援を受け、2か国の政府が要請した特別タスクフォース立上げプロセスの一環としてインドの利害関係者との協議を続けている。長期的には、最初のプレエンジニアリング契約を視野に、NPCILと技術的および商業的な事項について合意に達することを目標としている。

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、その後Saudi Nuclear Energy Holding Company (SNEHC) に引き継がれた競争的な入札に参加している。協議プロセスにおける第1段階の対応を完了し、EPR型原子炉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ČEZ、そのプロジェクト会社であるElektrárnaDukovany 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。

この入札は当初、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を伴う、ドコバニ用地における1,200MWeのユニット建設に関するものであった。EDFは、2024年4月に提出する入札の補足についてČEZからの公式要請を通じて、2024年1月31日にこの拡張についての確認を受領した。この要請は、当初入札していた供給事業者3社のうち2社 (米国の入札者であるWestinghouseは含まれず、EDFおよび韓国のKHNP) にのみ送付された。端的には、このプロセスの開始以来、EDFは、ドコバニおよびテメリン用地におけるEPR1200型原子炉1基から4基のエンジニアリング調査、機器供給、建設および稼働、さらには最初の炉心供給および各ユニットへの5回分の追加燃料装荷に関する3件の入札を提出している。これには以下が含まれる。(i) 2022年11月30日に提出された条件付きで拘束力のある入札、(ii) 2023年10月31日に更新された拘束力のある入札、および(iii) 2024年4月30日に提出された、1基から4基のEPR1200型原子炉に関する拘束力のある入札の補足である。2024年7月17日、チェコ政府は韓国の企業であるKHNPを優先入札者に選び、ČEZおよびKHNPとの間で独占交渉が開始された。しかし、EDFは正式には落選しておらず、その入札は有効なままとなっている (入札規則では、優先入札者の変更が認められている。)。チェコ

政府が公表した、韓国側の入札の特徴を慎重に分析した後、EDFは、KHNPが選定されたことについて（i）チェコ競争当局を通じて国レベルで、および（ii）欧州委員会に対して異議を申し立てることを決定した。これらの申立てに関する主な根拠は、欧州市場における公正な競争ルールの擁護であり、特に外国補助金に関する欧州規則の遵守に関するものである。これら2件の手続は現在進行中である。

フランス政府の要請により、ASNは2022年11月、輸出用EPR1200原子炉の安全オプションに関する書面についての意見書を発行した。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EPR1200原子炉のオプションについて2019年7月に提出されたものと同じである。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基準がEPR 2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条の適用に従い発行された、EPR1200原子炉プロジェクトの安全オプションに関するASNによる2022年11月10日付意見書第2022-AV-0413号。この意見書には、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。）。

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2か所または3か所の用地にわたり、EPR原子炉4基から6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契約を対象としており、合計目標設備容量は6.6GWから9.9GWである。この予備的な提案は、将来の発電所の技術構成、想定される産業計画、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するものであった。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継続することを決定したものの、他の用地についてのEDFの入札はまだ有効であり、ポーランド政府がポーランドにおける第2用地についての入札開始を検討していることから、EDFはポーランドの利害関係者と協議を続けている。

その他の主要な展望

EDFは、欧州における高出力原子炉発電所の戦略的開発に注力している。多くの欧州諸国は、新たな原子力プログラムの開始または再開を決定しており、その開発プロセスを加速している。EDFは、正式な入札の提出に先立ち、プロジェクトのリスクを軽減するための事前の技術的および商業的な調査を実施するため、オランダ、フィンランド、スウェーデン、スロベニアおよびスロバキアなどの国々と協議を進めている。

カナダでは、EDFは、オンタリオ州での大規模プロジェクトの開発プロセスにおいて現地の事業者（Ontario Power Generation、Bruce Power）を支援している。

（d）原子力エンジニアリングのデジタル変革

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）の総合的な変革プログラムは、現在エンジニアリングおよびサプライ・チェーン部門（DISC）に移管され、原子力エンジニアリングの産業管理および競争力向上のため、その徹底的かつ持続的な変革を目指している。

主な目的は次のとおりである。

- ・システムエンジニアリングの原則を統合することによりエンジニアリングのプロセスおよび方法を標準化かつ簡素化し、それらをデジタルエンジニアリングおよび効率的なデータ中心の実務に進化させるためにデジタル化すること
- ・実証済みソリューションに基づき製品を標準化し、これらの標準製品を国際的に提供する土台を作り、プロジェクトにわたって複製していくこと
- ・供給陣を整備し、説明責任を持たせ、事業に関する拡張型企業モデリングを展開することにより、サプライ・チェーンとの関係を再構築すること
- ・PLM（製品の耐用年数管理）ソリューションを軸に情報システムを統合し、外部の利害関係者（顧客、サプライヤー、当局等）の情報システムとの相互運用性を確保することで、真のデジタルエコシステムを構築すること
- ・知識やノウハウを効果的に活用し、アウトソーシングの利用を最適化させつつ社内スキルを向上させること

(二) 原子力発電関連事業：Framatome

Framatome (Framatome、Framatome Healthcare、Framatome Defense、Framatome Spaceは、米国およびその他の国におけるFramatomeおよびその子会社の登録商標または商標である。) は原子力エネルギーの主要企業であり、EDF (80.5%) (2024年1月25日、EDFは、Assytemが保有する5%の株式取得により、Framatomeの株式保有が75.5%から80.5%に増加した。) および三菱重工業株式会社 (19.5%) 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21,000人超の従業員を擁して、機器および燃料ならびに原子力発電所の計装制御システムの設計、保守および設置を行っている。

2024年、Framatomeは2,600人超の従業員を採用し、技術の維持と向上を図っている。

Framatomeは、フランス、ドイツ、米国および中国において、業界で大きなプレゼンスを占めている。同社は、アルゼンチン、ベルギー、ブラジル、ブルガリア、カナダ、チェコ共和国、フィンランド、ハンガリー、イタリア、日本、カザフスタン、ルーマニア、スロバキア、南アフリカ、韓国、スペイン、スイス、スウェーデンおよび英国を含む20を超える国においても、業界または商業的事業においてプレゼンスを有する。

Framatomeの戦略は、その主要事業である原子力蒸気供給システムの生産に集中している。安全で競争力のあるソリューションを開発・生産し、求められる品質基準、予算および納期に応じた産業規模のプロジェクトを遂行することを目指している。

同社の顧客基盤は、国際的な大手エネルギー企業を含み、世界中の385基を超える原子炉で作業をしている。Framatomeは、原子炉に関するあらゆる技術の経験を有しており、世界中の顧客の特定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ける65年の経験とともに、Framatomeは、高度な資格を有するエンジニアおよび事業者による、定評ある専門性を活用することができる。

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の主要な構成要素の設計、冶金学、機械学、中性子工学、科学計算業務、流体力学、リスク分析および安全性分析に特化している。Framatomeのエンジニアリング業務には、ニュークリア・アイランドとして知られる発電所の中核部、および一次回路の主要部品が含まれる。特にこれらには、蒸気発生器、ポンプ、加圧器および原子炉容器が含まれる。

Framatomeの専門家および技術者は、主にEPRやSMRおよび第4世代原子炉の開発という主要な新規原子炉建設プロジェクトに携わっている。

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。フランスのル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンにおけるFramatomeの工場では、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ユニットおよび制御棒駆動機構）を製造している。

2024年、Framatomeは、重機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、英国のヒンクリー・ポイントCにおけるEPRプロジェクトを含むフランス国外の新規建設プロジェクト向けに主要な鍛造部品を供給し、フランスにおけるEPR 2プログラムおよび英国におけるサイズウェルCに向けた機器の生産を開始した。また、フランスの原子炉向け交換部品の供給も行っている。

一方で、Framatomeは2017年以降、オペレーショナル・エクセレンスを通じて継続的な業績向上を図る計画に参入している。これは、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、技能を維持することを目的としている。そのため、Framatomeの部品工場では、「最初から正しい方法で」の生産および建設を保証するために設計された「エクセル・イン・クオリティ」計画を展開している。すべての利害関係者が、事業の標準化を図ることを目的として関与している。したがって、Framatomeは、

2020年から2023年に実施されたEDFのエクセル計画を継続し、その主要分野（品質、標準化）は2024年も適用されている。また2021年にFramatomeは、実行リードタイムの短縮を目的とした「フロー&ウェイト」プログラムを開始した。このプログラムは、同社にとってリードタイムが優先事項となったことに伴い、2024年に継続および強化された。「フロー&ウェイト」は、EDFが2023年に開始した「スパナー・タイム」プログラムと同様の内容となっている。

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確か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、安全計装制御（I&C）システム、操業上の計装制御（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、最高の安全基準に則し、燃料管理および性能の向上のため、関連するすべての計算を行う。Framatomeの約260,000本の燃料集合体が、世界中で稼働している200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運転認可

Framatomeは、世界中に存在する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、各安全当局とのやり取り、および関連する国の現行規制の適用について、事業者を支援することができる。

Framatomeは、フランスにおいて、原子力圧力機器に関する省令の適用に関して専門知識を発展させた。

また、同社は、海外の顧客向けに技術センターを提供しており、機器を認定するために毎年多数の検査が実施されている。同社は、適格性研究および関連書類の作成において顧客の支援を行っている。

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、安全性、性能および利用率を維持しつつ、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、65年にわたる国際的な経験を有し、その経験を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活かしている。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する要件について専門技術および知識を有する。同社の業務は主に、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。

主要プロジェクトの管理

Framatomeは、新規原子炉プロジェクトにおいて、その設計、調達・供給および稼働に携わっている。そのチームは、複雑なプロジェクトの管理についての専門技術をもって、最も厳しい安全基準を満たし、顧客の要求を満たしている。新規の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、中国（台山1および2）、フィンランド（オルキオ3）およびフランス（フラマンビル3）など、世界中で稼働している4基のEPR原子炉の維持管理に貢献している。

Framatomeは、フランス（EPR 2 プログラム）および英国（ヒンクリー・ポイント C 1 号機および 2 号機ならびにサイズウェル C 1 号機および 2 号機）における ERP の建設プロジェクトに EDF と共同で参入している。

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） 2024 年における Framatome の主要な実績

プロジェクトの実施は、契約責任に従い適切に管理され、構造的コストを最適化するための措置が継続された。サプライ・チェーンに対する圧力にもかかわらず、発電所の生産量は、顧客に対するコミットメントに沿うものとなった。

EDF の代理でフランスの発電所（クリュアス 3 原子力発電所の蒸気発生器の交換）、顧客である Eskom の代理で南アフリカの発電所（クーバークの発電所におけるユニット 2 の蒸気発生器の交換の完了）およびカナダの Bruce Power（Bruce Power 5 および 6）などで、いくつかの主要部品の交換作業が行われた。Framatome は、依然として競争の激しい北米市場で成長を続けた。ブラジルにおける Angra 3 プロジェクトへの機器の出荷は継続した。

計装制御事業は、フランス、英国および中欧における新規建設および改修プロジェクトに牽引され、成長を続けた。北米では、2023 年に安全性の I&C 改修契約で計上された損失を受けて実施された是正措置により、プロジェクトを完了することができた。

主要なプロジェクト管理および部品製造において活発な活動が見られた。フランスでは、フラマンビル 3 EPR が電力網に接続され、EPR 2 プログラムのための標準鋳造部品の製造に関するエンジニアリングおよび設計に拍車がかかった。

英国ではヒンクリー・ポイント C の EPR プロジェクトにおけるユニット 1 の主要部品およびユニット 2 の一部が出荷され、サイズウェル C プロジェクトでは、鍛造部品および主要機器の製造が進んでいる。

2024 年、Framatome の燃料事業では、ハンガリーおよびスロバキアにおいて VVER 型発電所への燃料を供給する契約を締結した。

フランスの EPR 2 プログラムに関連した生産拡大を目的とした産業プログラムの一環として、投資が開始された。これらの投資は、主要および補助的な設備部品の製造および組み立てに関するものである。またこれらの投資は、近代化が進み、新たな生産業務を行う能力が強化された燃料サプライ・チェーンに関するものでもある。

Framatome は、2023 年 12 月に買収した、電気モーターおよび交流機の設計・製造を専門とする Jeumont Electric の統合を継続し、2024 年に外部成長のために複数の取引（2024 年 6 月に、原子力、防衛、エネルギー産業向けのバルブおよびタップを専門とする Vanatome を買収。2024 年 9 月に、Arkadia グループの非破壊検査事業を買収。そして 2024 年 11 月に、フランスのサイバー・セキュリティ・ソリューションの提供者である Allentis を買収した。）を行った。

また Framatome は、ブランドの開発（Framatome Healthcare、Framatome Défense および Framatome Space）も継続している。

Framatome Healthcare ブランドの事業展開の一環として、カナダの Bruce Power が運営する CANDU 原子炉におけるルテチウム-177 の商業的生産のために、Framatome 独自の同位体製造技術が使用されている。2024 年、Framatome は、Kinetrics との合弁会社である ISOGEN ならびにパートナーである Bruce Power および Isotope Technology Munich (ITM) とともに、第 2 生産ラインを設置することでカナダにある Bruce Power のユニット 7 における同位体生産能力を倍増することを発表した。2024 年末、Framatome および SN Nuclearelectrica SA は、ルーマニアで同様の医療用同位体生産プロジェクトを立ち上げた。

2020 年 10 月に設立した Framatome Défense ブランドの下、Framatome は、国全体にわたる工業拠点を通じて、フランスの防衛プログラムおよび主権問題に関するニーズに対応している。Framatome Défense の主な貢献は、バラクーダ型原子力潜水艦プログラム、第 3 世代弾道ミサイル潜水艦 (SNLE 3 G)、将来の新世代航空母艦 (PA-NG) などの将来の原子力プログラム、そして特に原子力推進に関連した CEA (*Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives*) の軍事応用部門のためのプロジェクトである。

2023 年 10 月に設立した Framatome Space ブランドの下、Framatome は宇宙産業へ技術およびツールを提供し、新たな探査の挑戦における進歩を支援している。

（c） 基礎原子力施設 (INB)

Framatomeは、フランス当局によりINB 63-Uと識別される、ロマン・シュル・イゼール工場にある核燃料を製造する基礎原子力施設（*Installation nucléaire de base*またはINB）を操業している。

原子力の安全性に関する2024年の実績

2023年と同様、Framatomeが原子力事業者として運営する、ロマン・シュル・イゼール、リッチランドおよびリンゲンの燃料製造工場において、安全性または放射線防護に関する重大事象はなかった。

2024年に、Framatomeは、国際INES尺度においてレベル0の重大安全事象（SSE）10件を申告し、レベル1以上のSSEはなかった。

原子力の安全性に関する2024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原子力分野の安全性および透明性に関するフランス法に基づいて公表されたロマン・シュル・イゼール工場に関する報告書に掲載されている（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確立されている。2024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。

(ホ) Arabelle Solutions

2024年5月31日、EDFは、南北アメリカにおけるサービス事業を除いた、原子力発電所向けの従来型アイランドに関連するGE Vernovaの原子力発電所事業を取得した。約3,300人を雇用するこれらの事業は、EDFの完全子会社であるArabelle Solutionsによって管理される。

Arabelle Solutionsの事業は主に、原子力発電所向けの従来型アイランドに関連している。

- ・新規の原子力事業：特にEPRおよびEPR 2の技術による原子炉ならびに小型モジュラー炉（SMR）に適した新規の原子力発電所向けの従来型アイランド（ArabelleのタービンおよびGigatopの交流発電機を含む。）の中核設備の設計、製造および設置
- ・サービス事業：既存の原子力発電所向けの設備の維持管理およびアップグレード

Arabelle Solutionsは、海軍の活動、特に英国の原子力潜水艦にもタービンを提供している。

Arabelle Solutionsは、主にフランス（従業員の約70%である2,200人）、インド（約400人）および英国（約300人）を中心に、15か国で約3,400人を雇用している。

Arabelle Solutionsが運営する主な産業資産は、下記のとおり3か国に所在する。

- ・フランスのベルフォールの施設では、Arabelleのタービンおよび超高出力の交流発電機（1,000MW超）を製造している。
- ・インドのサナンドの施設では、低出力タービン（SMR向け）および中出力タービン（特にインドの原子力施設向け）に特化している。
- ・2つの修理工場：1つはフランスのラ・クールヌーヴにおけるタービンおよびポンプの修理工場、もう1つは英国のラグビーにおいて、交流発電機および中出力タービンの修理を取り扱っており、現在英国の原子力潜水艦に使用されているタービンの製造も行っている。
- ・フランスのルドレスにおける産業施設では、老朽化管理ならびに原子力発電所の電子基板の製造および修理に特化している。

Arabelle Solutionsは現在、世界の約20か国で産業運転または商業運転を行っている。

Arabelle Solutionsは、世界有数のエネルギー企業を顧客基盤としている。同社の技術は現在、世界中のすべての原子力発電所の3分の1に導入されている。Arabelle Solutionsは、毎年100基超の原子力ユニットで維持管理作業を行っている。

Arabelle Solutionsは、EDFとともに、フラマンビル3およびヒンクリー・ポイントCの従来型アイランドの建設、稼働および維持管理ならびにフランス（EPR 2プログラム）および英国（サイズウェルC）のEPRの新設の準備に携わっている。

Arabelle Solutionsは、トルコのアックユ原子力発電所およびエジプトのエル・ダバ原子力発電所の建設ならびにハンガリーのパクシュ発電所の拡張に関するRosatomのプロジェクトにも参加している（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」を参照。）。

Arabelle Solutionsが2024年に完了した主なプロジェクトには、EDF向けの既存のフランスの発電所の重要な部品の修理数件、南フランスの顧客であるEskom向けのクーバーク発電所1号機における蒸気発生器改修契約が含まれる。Arabelle Solutionsは、依然として厳しい競争により特徴づけられるグローバルな環境において、サービス市場での成長を実感し始めており、海外の顧客への機器の出荷は順調に行われた。

新規の原子力プロジェクトでは、フラマンビル3（フランス）、ヒンクリー・ポイントC（英国）、EPR2およびアックユ（トルコ）ならびにエル・ダバ（エジプト）において重要なマイルストーンが達成された。

(ii) フランス本土における火力発電

火力発電施設は、生産と消費の均衡をリアルタイムで維持する、電力構成における重要な要素である。これらの施設は、電力消費量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、電力網において適切な電圧および周波数のレベルを維持することに役立つ。この役割は、フランスおよび欧州の電力網に間欠性発電施設が大量に流入するようになれば、さらに大きくなる。

(イ) フランス本土におけるEDFの火力発電所

2024年12月31日現在、EDFが運営する火力発電所は、燃料および容量の両方に関して、分散されていた。

燃料	ユニット 容量 (MW)	2024年12月 31日現在 稼働 ユニット数	合計容量 (MW)	開始年	発電（正味エネルギー発電量）(TWh)	
					2024年 12月31日	2023年 12月31日
石炭	580	2	1,160	1983年および 1984年	0.2	0.25
燃料油、ガスならびに 合成燃料(ガスおよび 燃料油)を使用した 燃焼タービン	85	4	340	1980年および 1981年	0.31	0.46
	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		
コンバインド・ サイクル・ ガス・タービン (CCGT)	179-182	3	542	2008年および 2009年	2.15	6.01
	427	1	427	2011年		
	465	2	930	2012年および 2013年		
	585	1	585	2016年		

2024年における発電

2024年において、フランス本土に所在するEDFの火力発電所による発電量は、その総発電量の0.6%を占めた。2024年末において、火力発電所は、合計設備容量4,945MWを有していた。

2024年の火力発電量（正味エネルギー）は合計2.66TWhとなり、2023年（6.72TWh）よりも稼働率は低かった。石炭火力発電所は0.2TWh、CCGT発電所は2.15TWhおよび燃焼タービン発電所は0.31TWhを供給した。

年間を通して使用量が変動する火力発電施設は、最高水準の安定性および供給力を確実にすることを課題としている。持続的な運転を行う同発電所の順応力が実証されている。とりわけ燃焼タービン発電所の需要は高く、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

過渡期にある火力発電所

EDFは、2013年から2015年の間に10基の石炭火力発電ユニットを永久的に閉鎖した。

EDFは、2021年4月1日にル・アーブル発電所の永久的な操業停止を実施した。

2024年9月、エココンバストプロジェクトの技術的経済的条件が満たされなかったため、EDFは、コルドメ火力発電所におけるバイオマス転換プロジェクトを中止し、コルドメの最後の石炭ユニット2基について2027年までに永久的な閉鎖を検討していることを発表した。

フランス本土の他の火力発電施設の環境フットプリントを抑制するための行動計画

当グループは、2021年に脱炭素火力エネルギーに関する部門横断的な戦略プロジェクトを立ち上げ、これにより、現在の化石燃料火力発電所の脱炭素化または新たな低炭素火力発電所の建設に利用可能な様々な対策および技術を特定した。

既存の発電所を脱炭素化するためのあらゆる機会を検討し、電力システムが必要とする場合に新たな脱炭素化された火力発電容量を実現するためのソリューションを管理するためのロードマップが定義され、現在実施されている。

2023年7月（ブレンニリス）および2024年6月（ヴェール・シュル・マルヌ）には、バイオリキッド（RED II指令を遵守した水素化分解植物油）を使用した2基の燃焼タービンの運転試験が実施された。

技術面、環境面ともに良好な結果が得られたため、この脱炭素化ソリューションの妥当性が確認された。

火力発電所の排出量

2024年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、1.3百万トン（2023年は2.9百万トン）の二酸化炭素を排出した。発電量1kWh当たりの正味二酸化炭素排出量は、477g/kWh（2023年は425g/kWh）であった。この増加は、EDFの火力発電構成に占めるガス火力発電所の使用の減少によるものである。2024年の火力発電所の発電量に対する寄与率は81%（2023年は89%）であったが、それに応じて石炭火力発電所の相対的な寄与率が大きくなり、2024年における火力発電所の発電量の約7.6%（2023年は4%）を占めた。2010年には、発電量1kWh当たりの正味二酸化炭素排出量は、二酸化炭素換算で900g/kWhを上回った。

2024年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、290tの二酸化硫黄（SO₂）、941tの窒素酸化物（NO_x）および5t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30倍、二酸化硫黄（SO₂）については165倍超、煤塵については165倍超も削減された。これらの大幅な削減は、以下により実現した。

- ・旧型の火力発電所の操業停止
- ・最新の石炭火力発電所において最高水準の燃焼排ガス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
- ・天然ガスコンバインド・サイクル・タービンの稼働

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。

規制上の枠組み

排出規制

いくつかのフランス・エネルギー法の条項では、特定の発電施設の温室効果ガス排出上限を引き上げ、かかる上限の引上げによって発生する温室効果ガス排出の相殺義務を定めている。かかる相殺により、フランス環境法第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。

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指令2016/2284および2024年4月24日付指令2024/1785により改正された（「産業排出指令」または「IED」として知られる）産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU）から派生した、その他の特定の規則にも服する。

燃料油火力発電所の操業停止

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、以下の施設を稼働させた。

- ・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年にマルティエグにおいて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新世代CCGT発電所の操業

かかる火力発電所の近代化により、二酸化炭素、窒素酸化物および硫黄酸化物の空気中への排出が削減される。

マルティエグのGCCTは、蒸気タービン、コンデンサーおよび水処理設備といったその装置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る。マルティエグの発電所の設備容量は930MWであり、その効率性は50%超と、石炭火力発電ユニットの効率性を著しく上回るものである。

ブシャンのCCGTは、その容量（30分未満で600MWの発電が達成可能）および効率性（60%超）において、革新的な特徴を有する。また、良好な環境パフォーマンスを実証する。その二酸化炭素排出量は約360g/kWhであり、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の排出量のたった約3分の1である。

永久的に操業停止された火力発電施設ユニットの廃炉

EDFは、既に永久的に操業停止されたかまたは永久的な操業停止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。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を賄うための財務引当金が確保されている（2024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。）。

2024年において、EDFは、操業されていない発電所において廃炉作業を継続した。

EDFは、自らのニーズを確保するために、空間の合理的な配分および関連する都市計画規制の現地モニタリングを通して、敷地のポテンシャルを維持するように配慮している。この空間と土地の管理の区別を適用することで、EDFの土地は、当グループのニーズに合わせて土地使用規則から漸進的に解放され（生物多様性の可能性および土地の人工物の除去により、新たな土地資源が解放され）、他方で、地方自治体の新たな活動の展開を支援することができるようになる。

規制上の枠組み

操業停止に適用される規制

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含まれている。この法律においてカバーされる業務はリストに記載され、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、登録または認可の要件が課される。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も付けなければならない。これらの保証は、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、施設の継続的な安全保障、操業停止前後に事故が生じた際の介入および操業停止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、欧州の再生可能エネルギーにおいて重要な役割を果たしており、欧州連合における水力発電の最大の供給業者である。

水力は当グループの主要な再生可能エネルギーである。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の役割を果たしている。

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。

2024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（当グループの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 エネルギー	海洋 エネルギー	合計
フランス	20,551	2,071	1,024	454	1	240	24,340
欧州（フランスを除く。）	1,191	2,004	520	4			3,719
米国	205	4,819	2,647				7,671
アジア	432	1,006	690	23			2,152
アフリカ ⁽¹⁾	120	310	1,185				1,615
純設備容量合計	22,500	10,211	6,066	480	1	240	39,497

(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、フランスにおいて再生可能エネルギー発電の中では最大の発電資源であり、原子力に次いで2番目の発電資源である。これは、電力網の均衡化および供給の安全性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。

2024年末現在、EDFの水力発電所は424基あり、その平均運転年数は79年（2021年に再計算された、同一の発電所に係る1年の移動平均）であった。

水力発電所	2024年12月31日	2023年12月31日
最大容量合計 (GW)	20.17	20.20
揚水発電所を含む発電量合計 (TWh)	50.52	38.80

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。EDFの発電所の設備容量合計の23.3%にあたる、約20.17GWの設備容量を有する（フランスの海外県および海外地域ならびにコルシカ島を除く。）。年間発電能力は、平均で約50TWhである（ランス発電所を除く年間発電能力）。

様々な水力発電施設が、多目的水管理のアプローチにおいて、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。その設備の規模および多様性により、EDFは、ベースロード発電時およびピークロード発電時において、あらゆる種類の需要に対応可能な施設を有しており、また用途の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 (MW)	60年間の平均重力発電容量 (TWh) (1)
河川設置型	3,646	16.37
ダム/貯水池	8,160	14.15
調整池式発電所	3,077	7.76
揚水 ⁽²⁾	5,045	1.49
潮汐発電所	240	0.53

(1) 60年間の平均発電容量は、観察された気候変動に基づき再表示されている。

(2) 揚水エネルギーは含まず、重力発電容量のみ。

(b) 水力発電所の性能

2024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、620百万ユーロ超（対外購入および資本労働）の支出を行った。

高度自動化・遠隔監視発電所

設置されている水力発電の容量の約77%（すなわち15.6GW超）は、各渓谷地の集中型管理の下、遠隔制御センターから遠隔制御されている。これらのセンターは、電力システムの要件を満たすため、または電力市場の経済的機会に対応するために、いつでも運転プログラムを調整することができる。

そ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（温度や振動等）を監視している。これにより異常を迅速に検知することが可能となり、また機械の状態および動作に精通することで事故を防ぐことが可能となった。

地域動作センターのうちの2つは現在24時間365日体制のサポート・サービスセンターとして機能しており、オンコール要員の出勤を抑え、必要に応じて出勤した従業員に技術サポートを提供するため、オペレーターに遠隔サポートを提供している。

発電所の技術的性能および2024年における水力発電の状況

水力発電による発電量は、水源における気候関連の変動により、年によって大幅に異なる可能性がある。2024年は、水力発電のストックが通常を大幅に上回り、発電実績が良好であった。

間欠性再生可能エネルギー（太陽光および風力）の拡大による将来のニーズを予測して、水力発電所の順応性の向上および発電所の管理の細かな調整に重点が置かれている。

(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。水力発電の安全管理は、水力発電施設の設計時およびその後の稼働時に講じられるあらゆる措置からなり、その目的は、施設が存在または稼働により生じる水に伴う危険から人命および財産を守ることである。

水力発電の安全性は、EDFの重大かつ永続的な懸案事項であり、安全管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・オペレーショナルリスクの管理、すなわち施設の下流における水位または水流の変動によって生じるリスク
 - ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全維持を目的とした、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なリスクの回避策。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の海外県および海外地域）では、AクラスおよびBクラスの237のダムについて、それぞれ10年ごとおよび15年ごとに危険性評価調査が行われる。かかる調査により、リスク軽減手順の一部を形成する設備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のウェブサイトですぐ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 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 F－水力発電の安全に関するリスク」を参照。
- 2024年は、多くの洪水が発生し、EDFが運営するほとんどの施設が影響を受けた。

規制上の枠組み

水力発電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、委託に基づき運営されている、認可を受けた水力発電施設の安全性に適用される規定が盛り込まれている。ダムは、その性質（特に貯水池の高度および容量）によってA、BまたはCクラスに分類され、この分類および施設に適用される法律に基づき、事業者または委託契約の当事者は、一定の規制上の安全義務を履行しなければならない。

（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、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

規制上の枠組み

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条以下の規定に服する。同施設は、（4.5MW超の容量の施設の場合）政府により付与された委託契約または（4.5MW以下の施設の場合）県からの認可に基づき運営される。

フランス・エネルギー法は、水力発電委託に先立って、フランス公共調達法に規定されている手続に従って公示および競争入札を行うことを義務付けている。

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条に従って水力発電委託契約を更新または延長する場合、年間委託料が課される。この委託料は、当該委託契約からの収益に比例して課され、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。

EDFが運営する施設は、委託契約および認可に基づき、エネルギーの改善、水管理、生物多様性、関連する料金を通じた中央政府および地方自治体に対する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運営されている。

2012年までに満了した委託の大半は、当初期間が75年であり（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。）、30年から50年の期間で更新された。

2024年末現在、合計容量3,600MW超を対象とする36件の委託は、委託機関により更新されなかった。

「第3 3（2）③市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「3 B－水力発電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク」も参照。

水力発電所が位置する渓谷地における地域統合

EDFは、水力発電施設近辺の地域の発展の持続可能性およびかかる発展の共有に貢献したいと考えている。これらの地域は、多くの場合は農村地域および山間部であり、時として孤立する地域の場合もある。EDFと地域との関係は、渓谷地において責任ある事業者および長期にわたって活動する産業家としての行動に基づいている。

EDFが水力発電地帯で取り組んでいることは主に以下の2点である。

- ・現地の経済的影響を最大化することを目標とした雇用。EDF Hydro（EDF HydroはEDF SAの部門であり、フランス本土における委託または認可に基づく水力発電施設の運営および関連するエンジニアリング業務を担当している。）は、すべての購入のうち78%を水力発電地帯で行っており、6,278社を超える地元企業との事業連携により現地の産業資源の利益となっている。フランス本土におけるEDFの水力発電事業の雇用の影響として、4,664人の間接雇用が推定されている（一般に認められた学術的定義に従って、かつ2024年のフランス経済構造における購入額および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、INSEE（フランス国立統計経済研究所）の経済データに基づいて算出される。）。さらにEDFは、渓谷地における経済的関係者および制度的関係者とともに、約60社の地元企業への資本融資を通じて、730人超の雇用を創出または保護してきた「EDF, une rivière, un territoire」（EDF、1地域に1つの川）というプログラムに10年超にわたって携わってきた。
- ・当該地域の経済的、政治的および非営利の関係者、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
 - －バランスの取れた資源管理のため：2022年および2023年の「水不足」の後、2024年にはかなりの流量が発生し、契約上の最低流量の管理が複雑化した。例えば、デュランス川では、7月第2週まで続いた遅い雪解けも重なり、EDFは2024年6月末まで12回連続で洪水に対処しなければならなかった。特にセール・ポーンソン貯水池（オート・アルプおよびアルプ・ド・オート・プロヴァンス）では、5月末現在の低水位が320百万m³、6月および7月にかけての最大貯水容量が1.2十億m³という極端な水位に達し、EDFは、ダイナミックな前倒しの発電量計画において、すべての利害関係者の制約を考慮した。デュランスおよびヴェルドンの水力発電施設は、貯水池の満水を制御し、下流への流出が制限される中で、予想される大量の水を保持できるようにするため、広範囲に動員された（バール湖への揚水を回避する新たな夏季操業方法が導入され、地元の開発団体であるSyndicat mixte d'aménagement de la vallée de la Durance（デュランス渓谷開発連合体）の作業により、マレモット運河から2か月間放水できなかった。）。したがって、EDFは2024年7月1日から15日まで、セール・ポーンソン貯水池から放水することを決定し、農業用水を供給するのに十分な水量および規制上の留保流量を確保する一方、予想される水の流入およびダムの開鎖を見越して、フランスの高度測定システムNGF（NGFとは、nivelement général de Franceの略で、絶対水位を示す高度測定値をいう。）で測定される水位を776mまで引き下げた。そのため、セール・ポーンソン、カスティヨン（アルプ・ド・オート・プロヴァンス）、サント・クロワ（ヴァールおよびアルプ・ド・オート・プロヴァンス）の貯水池の夏の満水位は、多目的に使用することに適していた。
 - －自発的な対話および協議のため：EDFは、数多くの地域対話のプロセスおよび協議を実施している。例えば、ジュラのヴァーグランソー・モルティエ・プロジェクト（現在の水力発電所のすぐ近くのソー・モルティエ貯水池の左岸にポンプタービンを設置する計画であり、2030年までに稼働予定）の調査が開始されるとすぐに、EDFは2023年4月まで継続された広範な自発的かつ対象を絞った協議プロセスを実施し、この結果、エネルギー、環境および水利用の課題の最適なバランスを図るためにプロジェクトに複数の変更が加えられた。この取り組みは、2023年5月から6月までの公開調査で認められた。プロジェクトの建設段階は、2024年夏に始まり、対話と協議が継続されている。

水へのアクセス管理

フランスにおいてEDFが運営しているダムは、取水構造物の高さなど、施設の特性から仮定した実際に放出できる有効な貯蔵容量とは異なり、必然的により少なくなる。）は、約7十億m³である。そのため、EDFは、水力発電の供給業者であるだけでなく、水資源の地域における持続可能な管理にも貢献している。

EDFは、夏季において水域エコシステム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、多数の河川の水の維持管理を行っている。

水資源は、様々な利害関係者と協議の上で管理されている。委託機関として政府が監督する場合、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。当社は、革新的な「流域コーディネーター委任」制度を有し、EDFのすべての機能が、フランス電力協会（UFE）（*Union française de l'électricité*）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フランスの水管理当局に代表を置くようにしている。

気候変動に適応するための行動

EDFは、常に自然の水文気象変動に適応しなければならず、フランス本土では、年によって潜在的な水力発電量の大幅な変動につながる場合がある。構造、運転方法および水力発電施設の設計の適応だけでなく、責任ある水管理に関する協議プロセスについて、数年にわたり数多くのプロジェクトが立ち上げられた（上記参照。）。EDFの水力発電の気候変動適応に関するこの取組みの調整は2021年に開始され、ARCHEプロジェクト（EDFにおける水力発電の適応と気候変動への耐性）につながり、これは2023年末にCSR執行委員会によって検証された。このプロジェクトは、3つの課題（施設と人々の安全、高いレベルの経済パフォーマンスおよび環境パフォーマンスならびに水の多目的利用管理における本質的貢献）に焦点を当て、約50の行動計画に細分化された適応の4つの主要分野（知識、資産、運用および地域の回復力）に目的を定めている。

2024年には、メール・ド・グラス氷河の雪解け水を汲み上げるシャモニー（オート・サヴォワ県）の象徴的な発電所のような施設の適応により、ラパランダム（アリエージュ県）のようなダムの嵩上げに関する調査から、気候変動および人間の活動がロワール川の水資源の管理に及ぼす影響を2050年および2100年までの展望で評価するためのデジタル流域ツイニングモデルの最終化に至るまで、多くの取組みが開始または完了した。EDFは2024年、この発電所が氷河の融雪速度に適応できるよう、従来の設備よりもさらに下流に弾力性のある表流水回収システムを設置するため、2.8百万ユーロの投資を完了した。

(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

EDFは、アルザスにおいて2か所の産業施設（リッテショフェンにある現地の施設であるエコギの地熱発電所およびソルツ・ス・フォレにある発電所）を運営する子会社のÉlectricité de Strasbourgを通じて、地熱エネルギーを開発している。

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近くおよび深層の地熱施設（イル・ド・フランス地域に約20か所）を運営している。

(ハ) EDF Renewables

水力発電とは別に、EDFグループの再生可能エネルギー源への取組みは、EDFの子会社であるEDF Renewablesにより主に管理されている。EDF Renewablesは、2024年12月31日現在、フランス国内外で合計5,358名を雇用している。

EDF Renewablesは、陸上風力発電において強い存在感を維持していると同時に、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。

また、特に大規模なバッテリーの設置を通じて、エネルギー貯蔵分野においても開発を続けている。

EDF Renewablesは、脱炭素化産業および大型車両の欧州における主要な事業者としての自身の地位を確立することを目標として、当グループの低炭素水素の開発戦略にも関与している（「第2 3（2）⑥（iii）EDFの水素事業」を参照。）。

最後に、EDFはまた、住宅用顧客および企業用顧客向けの分散型再生可能エネルギー分野（屋上太陽光発電）にも積極的に取り組んでいる。フランス（子会社のEDF Solutions Solairesを通じて）ならびに世界各地、特に米国、中国、英国ならびに2021年からはベトナム、イスラエルおよびドイツ（EDF Renewablesを通じて）において、事業を展開している。

EDF Renewablesでは、その設備容量が継続して増加した（過去5年間にわたって年間平均で10%増）。2024年12月31日現在、EDF Renewablesは、23,219MWの総設備容量（純設備容量は14,175MW）および現在建設中の8,404MWの総設備容量を有している。開発中および確保済みのプロジェクト・ポートフォリオは2024年末に71GW（貯蔵を含む。）であった。

EDF Renewablesは、25か国を超える国々で事業を行っており、再生可能エネルギー源からの電力の開発および発電における主導的な事業者の1つである。歴史的に、その主な操業地域は、北米（米国、カナダおよびメキシコ）ならびにフランスおよび英国をはじめとする欧州である。EDF Renewablesは、その事業の地理的分布のリバランスに取り組み始めた。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、モロッコおよびオマーンといったその他の国々においてその存在感を強化している。

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、プロジェクトの開発の上流部分から、風力発電所および太陽光発電所の建設中のエンジニアリングならびに完成した発電所の運営および維持管理に至るまで、バリュー・チェーンのすべての段階で業務を行っている。EDF Renewablesは、必要に応じて自社自身で、または共同でプロジェクトの開発を行っている。2024年12月31日現在、EDF Renewablesの純設備容量のポートフォリオの内訳は、風力発電が60.3%、太陽光発電が37.0%および貯蔵が2.7%であり、同社は、太陽エネルギーの開発を加速させ、技術的なリバランスを始めている。

また当グループは、その事業モデルの一環として、第三者の投資家に対して建設したプロジェクトの全部または一部の販売を行うストラクチャード・アセットの開発および売却事業に関与している。2024年にかかる事業者により売却された資産の総容量は、1,221MWであった。

（a）発電所

エネルギーの種類および国別設備容量

(単位：MW)	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	総計(1)	正味(2)	総計(1)	正味(2)
風力				
南アフリカ	145	74	145	73
ドイツ	164	162	164	162
サウジアラビア	426	152	426	152
ベルギー(3)	325	32	325	27
ブラジル	824	824	951	768
カナダ	807	599	807	599
チリ	175	88	175	88
中国	1,001	485	1,001	476

米国	3,527	2,829	3,623	2,925
フランス	2,826	2,059	2,547	1,959
ギリシャ	264	238	264	238
インド	571	459	571	459
モロッコ	187	84	87	34
メキシコ	324	162	324	162
ポーランド	68	68	68	68
英国 ⁽⁴⁾	875	245	635	183
トルコ	0	0	0	0
風力合計⁽⁵⁾	12,511	8,559	12,115	8,372
太陽光				
サウジアラビア	388	133	388	133
ブラジル	399	399	399	199
カナダ	61	42	61	42
チリ	115	58	115	58
中国	311	311	299	299
エジプト	167	82	167	82
アラブ首長国連邦	3,165	590	3,165	590
米国	2,638	1,572	1,474	971
フランス	923	920	682	679
ギリシャ	172	156	172	156
インド	663	332	663	332
アイルランド	27	14	27	14
イスラエル	616	366	589	349
メキシコ	120	120	120	120
英国	221	113	218	111
ベトナム	90	47	83	43
太陽光合計⁽⁵⁾	10,076	5,254	8,621	4,177
電力貯蔵				
ドイツ	2	2	2	2
中国	10	3	10	3
エジプト	1	1	1	1

米国	366	229	216	154
英国	253	129	200	102
電力貯蔵部門合計(5)	632	363	429	260
合計(5)	23,219	14,175	21,165	12,809

(1) 総容量：EDF Renewablesが株主である設備の合計容量。

(2) 純容量：EDF Renewablesの持分に応じた容量。

(3) 洋上風力のみ。

(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。

(b) エネルギーの種類および重要な事象

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

EDF Renewablesの陸上風力発電の発電容量合計は、2024年12月31日現在において10,363MWとなった。建設中の陸上風力発電所は、同日現在、合計で1,660MWの総容量を占めた。

フランス

2023年、EDF Renewablesは、開発を継続した。同社は、合計約95MWの容量の6つの風力発電プロジェクトの建設を開始し、エネルギー規制委員会（CRE）の入札において106MWの容量の契約を落札した。

EDF Renewablesはまた、オウピア風力発電所においてフランス本土で初めての風力のリパワリングを実施し、最大容量を8.1MWから20.7MWに増加させた。2024年、EDF Renewablesは、サン・シモン風力発電所およびテネサ風力発電所（総容量はそれぞれ12MWおよび11.7MW）のリパワリングを開始した。

南アフリカ

EDF Renewablesは、総容量合計791MWの複数の風力発電プロジェクトの建設を継続している。

EDF Renewablesは、そのパートナーであるAnglo AmericanとともにEnvusa Energyと呼ばれるジョイント・ベンチャーを設立した。かかるジョイント・ベンチャーは、発電事業者のプロジェクトおよびオフテイカー（鉱山）の間の取引業者を務める。

サウジアラビア

EDF Renewables（MasdarおよびNesmaとのコンソーシアムにおいて主契約者として）2022年にデumat・アル・ジャンダル風力発電所を稼働させた。426MWの総設備容量を有するこのプロジェクトは、サウジアラビアで最初の風力発電所であり、中東においては最大の風力発電所である。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。パライバ州におけるセーハ・ド・セリドー風力発電所の第1フェーズは、242MWの総設備容量を有し、2023年7月に稼働した。合計238MWの第2フェーズは2024年7月18日に稼働した。

EDF Renewablesはまた、パイア州における261MWのセーハ・ダス・アウマス風力発電プロジェクトの建設を開始した。

カナダ

EDF Renewablesは、2023年に合計200MWのサイプレス1風力発電所を稼働させた。

インド

2023年に、EDF Renewablesは、グジャラート州における合計302MWの総設備容量のカビニ・プロジェクト（SECIV）の112基のタービンの稼働を完了した。

2023年、EDF Renewablesはまた、GUVNL4の入札の一環として、100MWの風力発電に関する電力購入契約（PPA）を締結した。

EDF Renewablesはまた、合計容量130MWの2つのプロジェクトの建設を開始した。

モロッコ

EDF Renewablesは、合計100MWの総設備容量のリパワリングのプロジェクトである、コウディア風力発電所の建設を継続しており、2024年7月に稼働させた。

2022年9月に日本のパートナーである三井物産と共同所有のコンソーシアムにおいて、タザ風力発電所のプロジェクト（87MW）の第1フェーズの建設が完了した後、2024年10月に第2フェーズが開始され、設備容量が100MWに増加した。第2フェーズは2026年度上半期に稼働する予定である。

英国

2023年、英国におけるEDF Renewablesの2つのプロジェクト（クラッシュ・ゴール風力発電所（223MW）およびヒースランド風力発電所（80MW））では、その発電量シェアについて差額決済契約（Cfd）を獲得した。

中国

合計容量155MWの欽州風力発電プロジェクトの建設を開始した。

洋上風力発電

EDF Renewables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、総容量約21GW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に関する契約下で管理中である。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。

フランス

EDF Renewablesは、洋上風力発電の主導者である。

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カルヴァドス洋上風力発電所）を落札した。これらのプロジェクトの合計総容量は1,425MWであり、合計約6十億ユーロを投資している。EDF Renewablesは、フェカンおよびカルヴァドスのプロジェクトのためにEnbridge Inc.およびSkybornと、またフランスの最初の洋上風力発電所であるサンナゼールのプロジェクトのためにEnbridge Inc.と提携している。2019年後半にサンナゼール洋上風力発電所の建設が開始され、2022年11月末に稼働した。

フェカン洋上風力発電所の建設は、2020年に開始された。変電所および71個の基礎が2022年夏に洋上に設置された。同施設は2024年5月に完全稼働した。

ノルマンディー沖にあるカルヴァドス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。同風力発電所および電力網の接続は、現在完了しつつあり、2024年秋に基礎工事が開始された。

EDF Renewablesはまた、共同所有の企業であるEnbridge Inc.およびカナダの年金基金であるCPPIB（カナダ年金制度投資委員会）とともに、浮体式風力発電技術を使用した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）を地中海で建設している。建設は2023年も継続し、浮体式プラットフォームのタービンの組み立てが行われた。洋上のタービン設置は完了し、接続作業が進行中である。稼働は、2025年初めとなる見込みである。

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の撤退後、EDF RenewablesおよびEnbridge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。プロジェクトの認可については検討中であり、公開調査は2024年夏に行われた。

EDF RenewablesおよびMaple Powerは、Enbridge Inc.およびカナダの年金基金であるCPPIBが共同所有する企業であり、2021年にフランス政府により立ち上げられた1GWの「A04ーサントル・マンシュ1」を落札した後、2023年3月にマンシュ・ノルマンディー洋上風力発電所のプロジェクトを獲得した。このプロジェクトは、フランスで最大の洋上風力発電所となるであろう。

2024年後半に、フランス産業・エネルギー省は、第6回洋上風力発電所の入札の結果、EDF RenewablesおよびMaple Powerが所有するプロジェクト会社である「Éoliennes Méditerranée Grand Large」を「フォス湾1」として知られる浮体式洋上風力発電所の設計、建設、運営に選定した。将来、地中海グランド・ラージ風力発電所は、地中海沿岸の25km沖に設置される予定である。容量は約250MWであり、約450,000人の年間電力消費量に相当する電力を供給する。

米国

2018年末に、EDF RenewablesおよびShell New Energies US LLC（Shell）は、50対50のジョイント・ベンチャーであるAtlantic Shores Offshore Wind, LLCを設立した。このジョイント・ベンチャーの目的は、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。

英国およびアイルランド

2024年10月末、EDF Renewablesがアイルランドの電力会社ESBと共同所有するNeart na Gaoitheの洋上風力発電所（スコットランドのフォース沖15.5kmに位置する。）が、最初の1kWhを英国のNational Gridに送電し、容量240MWのプロジェクトの第1段階の試運転を開始するという、大きな節目を通過した。このプロジェクトの合計容量は450MWである。

さらに、EDF Renewablesは、2023年3月に、容量1.3GWのアイリッシュ海のコドリング洋上風力発電プロジェクトの契約を獲得した。

韓国

2024年9月、EDF Renewablesは、韓国で初めて、最大容量1.5GWの洋上風力発電プロジェクトを獲得した。

太陽光発電

EDF Renewablesは、太陽光発電の開発を加速している。2024年12月31日現在、総設備容量は、2023年末から純設備容量が1,077MWp増加して、10,076MWp（純設備容量は5,254MWp）となった。

EDF Renewablesは、総容量合計5,370MWp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、プロジェクトの開発から稼働に至るまでの一体化されたモデル、業界における卓越性の追求および刷新に対する安定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、放棄された土地およびかつての採掘場といった、いわゆる「ダメージを受けた」と言われる敷地である。これらの敷地には、太陽光発電所プロジェクトの開発により新たな息吹を与えることができる。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、2024年に総容量合計241MWの16の太陽光発電所を稼働させ、容量318MWの15の風力発電所の建設を開始した。

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支援している。

- ・農業用、すなわち特定の種類の作物の上部における太陽光発電設備の開発。2023年、EDF Renewablesは、ボルドー地域のブドウ畑の上部にソーラーパネルを設置するパイロット・プロジェクトであるヴィティソーラーを立ち上げ、またフランス南部のガール県においてアデリという実証機を設置し、ソーラーパネルの下で米およびアルファルファの輪作が行われている。2024年6月、EDF Renewablesはまた、林檎の木の実証機であるエヴァポール（EVAPORE）を立ち上げた。
- ・水上太陽光発電プロジェクト：2023年6月、EDF Renewablesは、オート・アルプ県のラゼールにおいて、フランス初の水上太陽光発電所を稼働させた。この設備容量20MWpの発電所は、水力発電所の貯水池の4分の3にあたる。
- ・工業企業による脱炭素型エネルギーの消費を支援するための自家消費用の地上設置型太陽光発電。2023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に建設された、最初の自家消費用の地上設置型太陽光発電所を稼働させた。

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、風力発電および太陽光発電プロジェクトの600MWp超のポートフォリオを立ち上げるため、契約を締結し、2024年に建設を開始した。Envusa Energyは、2030年までに3GWpから5GWpの設備容量を有することを目標としている。EDF Renewablesは合計容量283MWのモーイブラツ太陽光発電所の建設工事を開始した。

サウジアラビア

2023年、EDF Renewablesは、そのサウジアラビアにおける初の太陽光発電所であり、388MWpの設備容量を有する南ジェッダを稼働させた。

EDF Renewablesはまた、MasdarおよびNesmaとのコンソーシアムで、設備容量1.2GWpのアル・ヘナキヤのプロジェクトの入札募集を落札し、開発のための電力購入契約（PPA）を締結した。

2024年12月初め、EDF Renewablesは、Saudi Power Procurement Company（SPPC）と1,000MWのマサー太陽光発電所および400MWのアル・ヘナキヤ2太陽光発電所のPPAを締結した。

米国

2022年にアロー・キャニオン発電所（275MWp）およびホリデー・クリーク発電所（117MWp）を稼働させた後、EDF Renewables North Americaは、2024年に合計容量750MWのフォックス・スクワラル全体を稼働させた。同社はまた、デザート・クォーツサイト・プロジェクト（377MW）およびモリス・リッジ・プロジェクト（230MW）を稼働させた。

アラブ首長国連邦

EDF Renewablesおよび中国企業のJinko Power Technology Co. Ltd.のコンソーシアムは、（現地のパートナーであるMasdarおよびTaqaとともに）アブダビの南35kmに位置するアル・ダフラ太陽光発電所プロジェクトを2023年11月に始動させた。2GWの設備容量を有するこの発電所は、世界で最大の容量を有する太陽光発電所プロジェクトの1つであり、毎年、現地の160,000相当の世帯が必要とする電力を供給する。

2024年9月、EDF RenewablesならびにそのパートナーであるKOWEPOおよびMasdarとともに、アブダビにある設備容量合計1.8GWのアル・アジュバ太陽光発電プロジェクトの決算を発表した。

オマーン

EDF Renewablesは、その韓国のパートナーであるKOWEPOとともに、オマーンにおける初のプロジェクトであり、630MWpの容量を有するマナの太陽光発電所の建設を開始した。

インド

EDF Renewablesは、TotalEnergiesとの共同子会社であるEDEN Renewables Indiaを通じて、太陽光発電事業を拡大している。

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の持分を保有している。

イスラエル

2023年、EDF Renewablesは、42MWpの容量を有するアシャリム2太陽光発電所を始動させた。同社は、合計容量94MWの10件のプロジェクトを建設している。

英国

ポルス・ウェン、バーウェル1およびサットン・ブリッジ太陽光発電所は、2023年末に213MWpの合計容量で稼働した。EDF Renewablesはまた、総容量89MWのタイ・レーン、マカランおよびマグのプロジェクトの建設を始めた。

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。運営および維持管理業務は主にEDFグループの風力発電所および太陽光発電所のために行われているが、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF Renewablesは、2024年末現在、9か国にわたって1,100人超の専門家、エンジニアおよび技術者を擁して20.5GWを稼働した。EDF Renewablesは、北米における運営・維持管理において長年にわたり活発に事業を行っており、北米では16.1GW超を管理している。欧州およびその他の国々における運営・維持管理業務は、2024年末で4.4GW超であった。

運営・維持管理業務のペースは、新たな発電所の稼働ならびに技術および地域に応じてプロジェクトごとに個別に定義される運営戦略によってもたらされる。予想されるまたは延長された耐用年数にわたって、供給業者との連携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。

この目標を達成するために、EDF Renewablesは、予測維持管理監督センター（電子診断センター）を有し、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。このセンターは、フランス（コロンビエール）およびカリフォルニア州（サンディエゴ）の2つのリアルタイム監視センターからなる遠隔発電所監視および制御システムを補完するものである。

EDF Renewablesはまた、ベルギー、ギリシャ、英国およびフランスに位置する、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・維持管理センターは、技術チームを風力発電所および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。2023年に、EDF Renewablesは、フランスにおいて3つ目の洋上風力発電の運営および維持管理センターをウイストルアムに開設した（サンナゼールおよびフェカンにある最初の2つのセンターは、それぞれ2021年および2022年に始動した。）。

分散型エネルギー資源

フランス

当グループの完全所有子会社であるEDF Solutions Solairesは、屋上および駐車場張り出し屋根の太陽光設備の設計、開発、建設、運営ならびに維持管理を行う分散型太陽光発電の総合事業者である。同社は、フランス本土、海外県および海外地域において、その子会社であるSunzilを通じて、住宅用顧客、企業用顧客および地方自治体に向けて、太陽光発電に関する契約を販売している。60,000を超える施設が完成し、EDF Solutions Solairesは現在、主導的な立場を占めている。住宅用の市場では、同社はフランスの全自家消費施設の約25%を担っている。企業用顧客の市場では、かかる提案は、EDFエネルギー・ソリューション（EDF Solutions Energétiques）のブランドサービスの一部となっている。

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、この事業を拡大してきた（例えば、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、EV充電技術における草分け的企業である。

2018年、EDF Renewablesは、北米において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%の持分を取得した。2021年、EDF Renewablesは、残りの50%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」事業をグループ化した。企業用および産業用のエネルギー・ソリューションをグループ化することで、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った。

2022年12月、PowerFlexは、Manulife Investment Managementから100百万米ドルの投資を受けたと発表し、Manulife Investment Managementは少数株主として取締役会に加わった。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、460MW超を稼働させている。同社は、約12,500の充電スタンドを設置し、運営している。

電力貯蔵

再生可能エネルギー発電が急速に成長し、大規模な発電所が閉鎖された現在、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。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、蓄電池貯蔵システムを備え、遠隔地（砂漠および島等）の現地の送電網に接続された太陽光発電施設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。このプロジェクトは2023年12月に財務上のクロージングを完了し、現在は建設中である。

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。

2023年、EDF Renewablesは、アロー・キャニオン・プロジェクト（75MW、375MWhの蓄電池）を稼働させた。

2024年、EDF Renewablesは、ピーハイブ・プロジェクト（250MW）の建設を開始し、デザート・クォーツサイト・プロジェクト（150MW）を稼働させた。

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電気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、送電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。

2023年、EDF Renewables UKは、エネルギー・スーパーハブ・コベントリーにおける新規の50MW／100MWhの蓄電池施設の建設を完了し、100,000世帯に2時間電力を供給することができる。

Pivot Powerの5つのプロジェクト（サンドン、ブレッドバリー、タイ・レーン、ブレインツリーおよびインディアン・クイーンズ）は、建設前の段階である。

2024年、EDF Renewablesは、英国において、53MWのサンドン蓄電池貯蔵プロジェクトを稼働させ、容量48MWを有するインディアン・クイーンズの建設を開始した。

② フランスにおける販売および供給

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、信頼できるマーケティングの実践およびシンプルかつ分かりやすいサービスによって、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。

29.4百万人 フランスにおける顧客数 ⁽¹⁾	217.1TWh 2024年の電力販売量 ⁽²⁾	51.5TWh 2024年のガス販売量 ⁽³⁾

(1) EDFの顧客部門+Électricité de Strasbourg：電力は26.8百万人、ガスは2.6百万人。

(2) EDFの顧客部門（現地の供給会社およびExeltiumへの電力販売を除く。）+Électricité de Strasbourg。

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

(i) フランス市場

(イ) 競争

2007年7月1日以降、フランスの電力市場およびガス市場はすべての顧客を対象に完全に競争に対して開放されている。

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に提供している。住宅用顧客にとっては、他の分野および地理的地域から定評のある事業者がガスおよび電気の供給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、これらの代替供給業者は、自社の発電容量、電力卸売市場およびARENH（Accès régulé à l'électricité nucléaire historique）からエネルギー源を顧客に販売した。

ARENHによる配電量は100TWh、割当率は74.12%であった一方、2025年の配電に係る2024年11月中の代替供給業者からのARENH申込みは、前年比3.5%増の合計134.93TWhであった。

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

規制上の枠組み

フランスのエネルギー規制委員会 (CRE)

CREは、最終顧客の利益のために、電力市場および天然ガス市場の円滑な運営を促進するための独立した監督機関である。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の主な提案は、以下のとおりである。

- ・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。これらの提案は、経済およびエネルギー担当大臣に対してなされた。
- ・ARENHの価格の算出に際して考慮に入れた費用を認識し、記録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

CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、地方配電会社の規制電力販売料金および電力販売料金の変更に関する合理的な提案を提出する責任を負っている。

CREは、「TURPE」電力網使用料金（公共送配電網使用料金）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スキームにおいて電力を購入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調査および審理をするための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、その作業を通じて取得した情報を監査させる権利を与えられている。

独立した監督機関および公的機関に関する2017年1月20日付基本法第2017-54号ならびに独立した監督機関および公的機関の一般法に関する2017年1月20日付法律第2017-55号により、これらの独立した機関（CREを含む。）に、一般的な法的地位が付与された。これらの法律は、構成員の任期および倫理、かかる機関の業務および組織ならびに議会監督に関する規則を定めている。

(ロ) 規制電力販売料金を適用する契約

電気の規制料金に対する適格性

適用ある法令および規則ならびに当年度におけるフランスにおける規制電力販売料金（旧「青色」料金）に関する改定の詳細については、2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。

2024年には、以下の消費者カテゴリーが規制電力販売料金の対象となった。

- ・36kVA以下の契約に加入している敷地の住宅用最終顧客（一戸建て所有者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、規制料金契約と市場価格契約を自由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が、従業員が10名未満で、年間売上高、総収益または貸借対照表の合計金額が2百万ユーロ未満である非住宅用最終顧客
 - ・フランス本土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最終顧客および非住宅用最終顧客
- 2024年4月11日付の「ブラン（Brun）」法第2024-330号の採択に従い、2025年2月1日以降、規制電力販売料金の対象となるフランス本土の電力網につながっている顧客は、この制限が規制から解除されたため、契約電力水準が36kVA超の敷地もその恩恵を受けることができる。

規制上の枠組み

「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、エネルギー規制委員会（CRE）は、経済およびエネルギー担当大臣に対して、合理的な電力の規制販売料金案を提出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） 市場価格による電力供給契約

フランスでは、すべての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る市場価格契約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、任意の供給業者と単一の契約を結ぶことができる。顧客に単一の契約を提供している供給業者については、配電業者に代わって顧客管理サービスを提供しているため、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対象とする。また、すべてのチャネル（電話、電子メール等）を介して受領した顧客の問い合わせの管理、苦情処理、請求および債務回収を含む、あらゆる顧客管理機能を実施する。これらの業務は、住宅用顧客、大小企業用顧客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。

顧客部門の業務は、以下の認識された基本に基づいて行われる。

- ・顧客の信頼感の向上の常時の追求
- ・フランスを拠点とする6,900人の顧客アドバイザー、その8つの地域顧客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における恒久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、フランス製品を促進するフランス・カスタマー・リレーションズ協会（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に与えられるものである。

（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。*Baromètre sur Image*によると、EDFに電話での問合せを行った顧客のうち、10人中およそ9人が満足している。EDFは、フランスの顧客が好む企業の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を支援するEDFを信頼していることが分かった。2024年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は市場において苦情の発生率が最も低い企業の1つでもあり、2022年と比較して2上昇し、44スコアで4位となった（すべてのエネルギー供給業者の平均は67）。EDFは、人手による顧客サービス（フランスに所在し、電話またはオンライン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。）とデジタルによる顧客サービス（オンライン顧客口座へのアクセス、オンラインチャット、ウェブ上のコールバック、*EDF&Moi*モバイル・アプリケーション、ソーシャル・メディア等）の両方を提供している。

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ているが、顧客の需要および期待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。

2024年の規制料金契約において、多くの顧客が引き続きTempoオプションに加入していた。当該オプションにより、特に電力システムへの負荷が大きい日に、最適な時間帯に消費を切り替えることで、節約することができる。

EDFの市場価格は、以下の2種類の契約を中心に構成されている。

- ・ *Vert Électrique*（グリーン・エレクトリック）シリーズ（2024年にフランス環境エネルギー管理庁（ADEME）から*Vert Volt*ラベルを授与された、*Vert Électrique*（グリーン・エレクトリック）、*Vert Électrique Weekend*（グリーン・エレクトリック・ウィークエンド）、*Vert Électrique Auto*（グリーン・エレクトリック・オート）および*Vert Électrique Régional*（グリーン・エレクトリック・リージョナル））では、再生可能エネルギーの発電源証明書を利用して、顧客の消費に応じて、再生可能エネルギーの発電に融資し、支援することに役立っている。
- ・ *Zen Électrique*（禅エレクトリック）シリーズ（*Zen Week-end*（禅ウィークエンド）および*Zen Week-end Plus*（禅ウィークエンド・プラス））では、顧客の消費プロファイルおよびライフスタイルに適した供給ソリューションを提供する。2023年には、特に電力システムへの負荷が大きい日に、顧客に消費の切り替えを促す供給と統合された負荷軽減オプションである、フレックスオプションの禅フレックス契約により、当該シリーズは強化された。2024年には、顧客に特に人気の新しいサービス「禅フィックス（*Zen Fixe*）」が導入された。当該サービスは、1 kWh当たりの固定価格（請求書のエネルギー部分）を2年間保証する。

ガスの供給

EDFは、顧客がガス消費量、ひいては二酸化炭素排出量を管理し、削減できるようサポートしている。2023年以降、市場価格のガスの提供範囲は、2年間の1 kWh当たりの固定価格を設定する*Avantage Gaz*（ガス・アドバンテージ）サービスを通じて効率化された。以前はガスの規制料金に連動していた*Avantage Gaz Optimisé*（オプティマイズド・ガス・アドバンテージ）サービスは、ガスの規制料金が終了したため、現在はCREの基準価格に連動している。このサービスに加入している顧客は、ガス「料金凍結」の恩恵を受けられるようになった。

消費量の監視

供給サービスの提供と並行して、EDFは、顧客が長期にわたって自らのエネルギー消費量を監視し、把握し、かつ削減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）のデジタル・シミュレーター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、平均10%の省エネを達成することができる。*EDF&Moi*（EDFと私）のアプリケーションをはじめとする消費量監視ツールは、人気が高まっており、2024年には210百万超のアクセスを記録した。顧客が*EDF&Moi*アプリを理解しやすく、また使いやすくするために、11月初めから段階的に更新が行われており、今後数か月間継続される予定である。例えば、エネルギー管理機能は、EDFの顧客が可能な限り利用を最適化できるように段階的に強化されており、エネルギー料金をより抑えることができる。

顧客の需要に応える幅広いサービス

EDFは、各世帯がエネルギー料金を管理し、消費量を制御し、エネルギー消費を脱炭素化し、快適さを管理できるよう、幅広いソリューションを提供している。

・すべての顧客向けの保険および遠隔監視ソリューションの内訳

- －AXAとの提携による「Assistance Dépannage」（修理支援）は、電気、通信、配管またはその他の機器に問題が発生した場合に、顧客に故障時の支援を提供する。この契約は、顧客の需要および状況に応じて5段階のパッケージが利用可能である。
- －同じくAXAとの提携による「Assurénergie+」は、料金支払保険サービスである。重大なライフイベント（例えば入院、失業等）が発生した場合、顧客は一定の条件の下、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もできる。
- －2019年以降、EDFは、顧客が遠隔監視ソリューションに関心を持つ場合、パートナーであるEPS（EPSはフランスの遠隔監視サービスを牽引する供給業者である。さらなる詳細は、www.homiris.fr/fr/a-propos.htmlを参照。）も紹介している。

・顧客の人生の重要な局面における具体的な支援

- －EDFは、顧客が引越しをする際、引越しを簡略化するためのアドバイスやチェックリストを提供している。EDFとのエネルギー契約に申し込んだ顧客は、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。これらのサービスは、引越し、家庭用電化製品、住宅装飾品および建築工事に関するものである。
- －電気契約における節約の支援および新居に慣れるための無料のプレゼント提供を行う、若者を対象とした「EDF Extras」等のサービス
- ・EDFの子会社が提供するソリューション（これらは、裁判所および競争当局が定める競争法に従い、EDFの顧客アドバイザーによって提供される。）は、市場価格契約の顧客が住宅消費量を減らし、エネルギー消費を改善し、電力使用を切り替えながら脱炭素化するのを支援する。これらのソリューションは以下のとおりである。
 - －住宅向けのエネルギー改修サービス。特に断熱材またはIZI by EDFによりなされる全面的なエネルギー改修
 - －IZI by EDFおよびIZI Confortによる、特にヒートポンプを中心とした暖房システムの交換および維持管理サービス
 - －IZI by EDFによる、個人住宅および集合住宅への電気自動車充電ポイントの設置
 - －サーモスタット「Sowee by EDF」を使用するEDF&Moiアプリケーションに接続できないラジエーターの熱制御または省エネ証書制度に基づくEDFの住宅エネルギー効率助成金もしくはDomofinanceによる補助金付ローンを利用した資金調達方法

省エネ証書

規制上の枠組み

フランスの省エネ証書（CEE）制度は、2006年に初めて導入された。義務の合計目標を2,133TWhc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変更が導入された。

この省エネ証書制度の第5期（2022年－2025年）は、制度のさらなる効率化（補助金の大幅な削減、証書の申請前の業務の義務的な検証、住宅の総合改修への注力および国家省エネ証書制度の厳格化等）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へのさらなる注力（「エネルギー貧困」に関する義務の引上げ、非常に脆弱な世帯への対象範囲の限定およびこのカテゴリーのペナルティの20ユーロ／MWhc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、当初2,500TWhcに設定され、うち730TWhcが「エネルギー貧困」に関する義務であり、第4期の数値と比較して大幅に増加している。2023年1月1日、第5期に係る義務はさらに600TWhc引き上げられ（つまり当該期間の合計は3,100TWh）、うち400TWhcが「エネルギー貧困」に関する義務（「エネルギー貧困」に関する義務の合計は1,130TWhc）への増加であった。

EDFは、省エネ証書の規制制定に当事者として関わる義務を負い、省エネを促している。EDFは、「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、ウェブサイト（www.prime-energie.edf.fr）を通じて、EDFより住宅の省エネ工事（有効な省エネ証書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。）に対する助成金が支給される特典を受けることができる。

連帯政策

EDFグループは、最も困難な状況にある顧客および脆弱な顧客を支援することに長年取り組んできた。この分野におけるEDFの方針は、以下を目的としている。

- ・助言および消費管理ツールを提供し、エネルギー改修工事を促進することにより、エネルギー貧困または料金支払いの困難な状況を防ぐこと
- ・最も適切な解決策を見つけることが困難な顧客に対し、EDFのパートナーとともに、最善の支援を提供すること

これらの目的を追求するため、現場でこの政策を実現するために多大な資金が投入されており、この点に関して、EDFはエネルギー供給業者の中でもユニークな存在であり続けている。例えば、当該方針に基づき、2021年末、EDFは供給業者として初めて、年間を通じていかなる時も（一部の状況を除く。）電力供給を停止せず、代わりに電力供給を1kVAに制限すること（これは、冬季のみ顧客の電力供給を停止することを禁止する同社の規制義務を超える措置である。）を決定し、料金の未払いがある住宅用顧客を支援している。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。

脱炭素化計画

エネルギー危機以降、EDFは、よりエネルギー効率に優れた行動（省エネ習慣、消費量の調整および／または削減、監視ツールの使用等）を取ることを奨励することで、省エネ推進企業として、エネルギー料金を抑制したいという顧客の要望を支援してきた。

EDFの課題は、顧客の電化をいかに支援し、化石燃料から低炭素エネルギーへの電力の切替えによる脱炭素化への貢献をするかであるが、これはフランスおよび欧州連合が設定した2050年カーボン・ニュートラル目標を達成するための主要な手段である。

これに関連して、EDFは2024年に3つの柱に基づく行動計画を発表した。

- ・特に新しいエネルギー管理機能（電力使用量の制御）を追加したEDF&Moiアプリケーションや、Mes Ecos & Moiシミュレーターを使って既存顧客および潜在顧客に住宅や将来の住宅のエネルギー性能行動計画を作成させる機会を提供することを通じて、意識を向上させ、電力が費用（ユーロ）／二酸化炭素削減の手段となることを示すこと
- ・ヒートポンプの設置に対して、EDFが追加の財務インセンティブを提供し、また、EDFアドバイザーが販売するサーモスタット「Sowee by EDF」（電気暖房用）を設置することで、できるだけ多くの人が暖房を制御できるようにし、顧客に行動を促すこと

・顧客のウェブサイト（particulier.edf.fr）に、省エネソリューションおよび利用可能な資金援助に関するコンテンツを充実させ、顧客と面談して現在の契約が適切かどうかを確認したり、設備の必要性を確認したり、また用途を脱炭素化する方法を伝えるための個別評価を予約制で行うことにより、顧客サポートを提供すること

この計画は、ヒートポンプ設置に対するEDFの追加の助成金や電気暖房の制御に関するキャンペーン等、対象を絞ったコンテンツ、スピーチおよびコミュニケーション・キャンペーンを通じて、効率的な電力利用を促進するプログラムにより支えられていた。

（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、ネット・ゼロというフランスの国家目標と併せて、持続可能な効率性、競争力および炭素強度の削減を達成するという目標をサポートしている。EDFは、電気・ガスの供給契約およびサービスを幅広く提供している。

EDFのサービス

EDFは、管理サービスおよび省エネ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供している。より規模の大きい顧客については、その需要と予算の可視性に基づき、（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。EDFはまた、個別のサービスおよび関連する場合には電力負荷の軽減能力に対する報酬の提供を通じて、消費量の多い顧客を支援している。

EDFは、顧客がエネルギー消費量を最適化し、電力システム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るサービスを構築している。例えば、EDFは、ピーク時とオフ・ピーク時、ならびに夏季と冬季とで料金を区別して適用しており、利用者が需要の最も高い時間帯の消費量を抑えるインセンティブとなるピークシフトを含むエネルギー効率オプションを提案している。EDFは、小規模の企業用顧客向けに、午後8時以降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サービスも提案している。

EDFは、零細企業／中小企業向けの技術支援および修理ソリューションならびに企業用顧客向けの（屋内用電気設備の安全性確保を保証する）電気工事サービス等、すべての大規模および小規模の企業用顧客ならびに地方自治体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。

EDFの上流部門／下流部門最適化取引部門は、商業政策の革新の一環として、年限を4年間または5年間とする中期的な年間ベースロード供給を入札で販売している。これによりEDFの顧客部門およびすべての電力供給業者は、当該期間にわたって顧客に透明性が高く安定的な契約を提供することができる。EDFの顧客部門は、現在、最長5年間の中期小売供給契約を顧客に提供している。2024年、EDFは、合計容量約21.9TWhのこの種類の契約を約4,720件締結し、そのうち50%は5年間の契約であった。これらの契約は、すべてのポートフォリオ・セグメントの顧客により締結され、その消費量は様々であり、すべての事業分野に関連している（そのうち消費量別では57%が産業部門、42%が第三次産業部門）。さらに、EDFは、電力消費量の多い一定の顧客に対して、既存の原子力発電所（原子力発電容量割当契約）に基づく最短10年間の長期的な産業パートナーシップ契約を提供している。現在までに、8件の意向表明書および2件の拘束力のある契約が締結されている。

EDFグループが提案するサービス契約のほとんどは、以下の事業を通じて、顧客の脱炭素化への取組みを支援し、料金を引き下げることを目的としている。

消費量の削減および／または適切なタイミングでの消費を目的としたエネルギー消費習慣および事業の組織の改善

化石燃料エネルギーに代わる用途の電化を奨励することと並行して、EDFは、省エネ習慣を通じた顧客のエネルギー消費に対する長期的な意識向上キャンペーンを実施し、すべての顧客セグメントに消費量監視ツールを提供している。

設備およびエネルギー消費プロセスの変革、変更および更新

EDFは、エネルギー効率、エネルギー管理およびISO50001認証プロセスを改善するための監査およびアドバイスを提供している。EDFは、特に、各用途の置換えまたは電化を計画する顧客を支援している。例えば、電気モビリティに関しては、EDFは、子会社であるIZIVIAと連携して、電気自動車充電スタンド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おり、製造業者に対して、適切なプロセスによる熱回収または冷却回収に関するアドバイスを提供している。

エネルギー構成をより再生可能かつ／または地方に根差した方向へ移行する

EDFは、すべての顧客に対して、また自社の全電力契約に関して、顧客の消費量の一定の割合に相当する量の再生可能エネルギー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。これにより、EDFの顧客が、エネルギー移行に関する顧客の貢献について顧客が簡単に情報開示できるようにしている。EDFは、子会社であるAgregio Solutions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に関するPPA（電力購入契約）ソリューションも構築している。最後に、EDFは、電力需要に応じて最適化された、自家消費のための太陽光ソリューションを提供している。これらは、子会社であるEDF Solutions Solaires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等の一連の関連サービスにより補完されている。EDFはまた、自家消費操業を行う顧客がその特性に応じた補完的な電力供給を提供し、かかる顧客が自家発電による節約を最大化し、必要な場合は消費を管理することを支援する。

省エネ証書の獲得

EDFは、以下の取組みを実施し、業界、第三次産業、地方自治体および社会住宅家主の顧客の省エネを促進している。

- ・用途の電化を含む、産業プロセスのエネルギー効率化および脱炭素化の取組み
- ・共同施設および第三次産業用施設の改修、断熱化およびエネルギー・システム制御の取組み

EDFは、社会住宅家主による改修工事および入居者の省エネ習慣への意識向上をサポートすることで、エネルギー貧困対策に貢献している。

EDFはまた、省エネ証書のプログラムに資金提供することにより、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に情報および研修を提供し、エネルギー需要をより適切に管理するための技術革新を発展させること

EDFはまた、これらのプログラムを通じてエネルギー改修（フランス建築・住宅法第L.312-7条を参照。）のための補償基金に貢献している。

顧客満足

EDFは、何年にもわたって顧客満足を主な優先事項としている。急速に変化する環境の中で、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（総合満足度、ネット・プロモーター・スコア、顧客努力指標）は、顧客関係のあらゆる段階で適用されるだけでなく、EDFと接触していない顧客との関係にも適用される（バロメーター）。これらは、エネルギー供給、サービス、情報およびサポートに関する顧客の需要を評価し、必要に応じて行動計画を設定することにある。このアプローチにより、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。2024年には、顧客の88%がEDFに満足しているまたは非常に満足していると回答した。

地方自治体、社会住宅家主、地方配電会社および公共サービス事業者に対するEDFの取組み

EDFは、エネルギー移行を推進させるため、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、大学およびその他のトップの高等教育機関、商工会議所、CROUS（*Centre CATERINGrégional des oeuvres universitaires et scolaires*）地域学生サービスセンター、港および空港）の需要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グループの取組みには、以下が含まれる。

- ・利用者の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、大気およびエネルギープラン、地域緑化、地域発電、公共照明、電気モビリティ、建物のエネルギー効率等のエネルギー移行に関連したサービスの開発
- ・さらに、EDFの公共サービスの使命の一部は、以下のとおりである。

- －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
- －エネルギー貧困に対する取組み

エネルギー消費量の管理に関する合意書が、地方自治体との間で締結された。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において、地方自治体が具体的な地方の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。支援措置は、社会住宅家主が社会住宅のエネルギー効率改善を支援し、これによりEDFが省エネ証書を獲得できる。2024年において、188,275の住宅がこの支援を受けて改修され、そのうち9,502軒がさらに「*coup de pouce*」（「救いの手」）制度の支援を受けた。

（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、責任ある開発および地元の要請を両立させなければならず、EDFグループは、地元および地方の開発における事業者のニーズに応えている。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、利用可能なエネルギーのソリューションおよびサービスのオプションを特定している。その目的は、当該事業者のエネルギー移行を支援し、その用途を脱炭素化することにある。当グループには、すべてのフランスの地域にわたって45名の開発マネージャーが存在しており、大都市、大都市圏、中規模都市および農村部のニーズに可能な限り最善の対応を提供することを目指している。

EDFグループは、様々なアドバイザー・サービスを展開した。

- ・低炭素排出地域の設計
- ・資産管理戦略に基づく建物の改修方針の開発
- ・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設置計画
- ・子会社であるEDF Solutions Solaires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は、顧客データの保護（より一般的には、情報資産の保護）に細心の注意を払っている。その主たる目的は、個人データの処理が、一般データ保護規則（GDPR）に準拠していることを保証することである。情報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、最も適切なセキュリティ対策を適用するために、情報および文書について最新の機密性を保持している。すべての顧客アドバイザーは、個人情報保護、特に関連する権利の行使方法に関する問い合わせに対応することができるよう、情報を定期的に入手し、訓練を受けている。複雑な要求は、顧客データ保護担当窓口およびデータ保護責任者（DPO）と共同で対応される。

③ フランスにおける最適化

電力は貯蔵できないため、EDFは、顧客需要を満たす適切な量の電力を、常に、供給しなければならない。最適化業務は、需要を予測し、その需要を満たすために利用可能な資源（発電所、長期供給契約、卸売市場における購入等）の間で適切なバランスを見つけることを目的としている。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。

規制上の枠組み

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日付で発効した。同規則の目的は、市場参加者および消費者の電力卸売市場およびガス卸売市場の統合性に対する信頼を保証することである。最近REMITを改正した、2024年4月11日付規則（EU）第2024/1106号は、市場の監視を強化し、市場参加者に新たな義務を課している。附属書類は、未だ審議中である。

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、とりわけ設定される市場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、それらの市場の公正な公開競争が育成されることを目的としている。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、この規則により定義される内部情報を公開する義務を課した。

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ために必要なデータを収集している。REMITにより、市場参加者または当該市場参加者に代わり行為する権限を与えられたあらゆる第三者は、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。

かかるACERへの報告義務の対象とな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エネルギー規制委員会（CRE））において登録を行わなければならない、それらが欧州連合内で設立されていない場合には、それらが事業を行う加盟国で登録を行うものとする。

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

フランスにおいて適用される規制は、現在フランス・エネルギー法のうち主に以下の一部をなしている。

- ・CREが電力卸売市場およびガス卸売市場を監視し、市場濫用の禁止の施行と市場参加者が保有する内部情報を公開する義務の遵守を保証する責任を負うことを規定する第L.131-2条
- ・CREによる調査および統制手続ならびにその任務を遂行するための情報収集における権限に関する第L.135-1条から第L.135-16条
- ・CREの紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）における手続に関する第L.134-19条から第L.134-24条

（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は、電力の需給バランスを、当グループのリスク部門からの指示に従い、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内で、あらゆる時間枠でリアルタイムで管理している（「第3 3（2）④金融および市場に関するリスク」のリスク要因「4 A－エネルギー市場リスク」を参照。）。

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、フランスにおける電力消費量は平均で約2,400MW増加する（出典：RTE）。かかる気温の影響については、EDFのポートフォリオが多くの負担を負う。さらに、水の供給量によっては、EDFの施設による水力発電量は、極端な2年間で約20TWhまで変動することもある。

DOAATは、フランス本土におけるEDFの施設の敷地周辺において（フランスの国営送電網事業者であるRTEに関する）「調整責任者」として事業を行っている。最適化とは、RTEに対し、需要とバランスのとれた供給プログラム案を提出することであり、リスクおよびEDFの契約上のコミットメントを履行するための費用を最小化しながら、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を可能にする。

DOAATは、常にそのコミットメントを履行するために十分な電源の保有を確保している。DOAATは、そのために、以下の様々な取組み手段を利用する。

- ・発電所（特に原子力発電所）の管理業務のスケジュールリング

- ・在庫管理（燃料、水力発電貯水池および顧客による負荷制限力）
 - ・DOAATを代理して市場において業務を行う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、電力および燃料（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。かかる契約には以下に関連する複数の種類がある。
- ・施設（主に原子力発電所）がその耐用年数の間に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量の電力引出権

（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に係るARENH制度

2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」および「第2 3（2）②（i）（イ）競争」を参照。

（iv） 容量メカニズム

2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1「売上高」を参照。

（v） 購入義務および市場販売に係る個別のバランス調整および容量範囲

規制上の枠組み

EDFは、フランス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、購入する義務を負っている。CREによる2014年12月16日付決定に従い、かかる義務に基づき購入したすべての電力は、購入義務契約の対象となる施設について2015年7月1日に定義された特定のバランス調整の範囲内で管理されている。その結果としてEDFに生じる追加費用は、法律（フランス・エネルギー法第L.121-7条）に従い、電力の市場価格（および「回避コスト」という概念）を参照して、国家予算から補償される。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補償されている。

DOAATは、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エネルギー市場における直接販売を管理している。当該エネルギーは、EDFのポートフォリオからは完全に切り離されて管理されている。長期の予測が可能な購入義務の対象となる発電量（購入義務のうち「ほぼ確定的」な部分）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。短期でのみ予測が可能な購入義務の対象となる発電量（翌日または購入義務のうち「変動」部分）は、EPEXスポット市場において販売されている。

DOAATはまた、購入義務の対象となる発電所について、購入義務専用の範囲の容量に関する証明も行い、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おける販売に進む。

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事業は、高圧および超高压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区を担当する。）が行う。

フランス・エネルギー法に定義されるとおり、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。

（i）送電—Electricity Transmission Network（RTE）

106,550km 2024年までの高圧および 超高压電線 ⁽¹⁾	10,400人 従業員数 (約500人の勤労研修生を 含む)	383TWh 2024年の送電量 (天候の影響について調整後)	2.6十億ユーロ 2024年の投資額

(1) 直流を含むすべての電圧および水中電力網を含む全種類の施設。

RTE (Réseau de transport d'électricité) は、2000年7月1日に設立され、2005年9月1日に子会社として分離した。RTEは、フランスの公共送電網の運営、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、2024年末において、98,210キロメートルの架空電線、7,800キロメートル超の地中電線、540キロメートルの海底電線、約2,870の稼働中または共同で運営される変電所および約50の国際リンクを有しており、欧州本土最大の電力網となっている。その他に類のない地理的位置によって、RTEは欧州電力システムの中心的存在となっている。

RTEは、電力システムの安全かつ円滑な運営に責任を負い、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、エネルギー移行における中立的かつ独立した産業事業者として、新たな消費施設と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変革を行っている。RTEの専門知識および将来の報告書は、公共政策の決定のための情報を提供している。

2024年12月31日現在、RTEは、Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の企業を通じて50.1%をEDFに間接的に所有されていた。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（CDC）（29.9%）およびCNP Assurances（20%）（0.96%は子会社であるCNP Retraiteが保有）が保有する取締役会を有する株式会社（société anonyme）である。CTEは、RTEの株式資本の100%を保有している。CTEの唯一の目的は、同社の定款に基づき、RTEの株式を取得し、保有することであり、より一般的には、企業目的に直接的または間接的に関連しているか、企業目的の達成を促し、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実施することである。

CTEの取締役会は、6年の任期で任命される8名の取締役、すなわち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名からなる。RTEのコンプライアンス総管理者は、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名の監査役からなる。6名は株主であるCTEの代表、2名（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1名の監査役）は公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第4条および第6条に従い任命され、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
- ・経済・財政総監督（CGEFi）の代表者
- ・RTEの社会・経済中央委員会の委員長
- ・RTEのコンプライアンス総管理者
- ・RTEの業務執行委員会の構成員（非公開の会議で取り組まれた事業を除く。）
- ・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名の委員からなる。エネルギー担当大臣の承認を得て、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を受けて、業務執行委員会のその他構成員を任命する。

（ロ） RTEの使命

RTEは、フランス本土における公共送電網を管理し、電力の需給のバランスをとっている。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、電力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直面している。

- ・RTEは、相互接続されたフランスおよび欧州の電力システムに重大かつ既に明らかな変化が見られ、システムの統合も進行中である中で、フランスにおける電力供給を確保する責務を負っている。
- ・RTEはまた、産業施設を最新の状態に維持し、地方自治体および消費者の需要を満たすためにその施設を改良する責務を負っている。RTEは、2040年までの電力網開発計画をまもなく発表する見込みであり、かかる計画では新たな脱炭素化インフラ（新たな発電施設および新規消費者）に対応し、既存の電力網を更新し、気候変動の影響に適応する電力網の開発戦略が定義される。

電力システムの分析

フランスの2024年電力レポートの分析

RTEは、8月に発表した2024年度上半期の中間分析に続き、2024年の電力事情の分析を2025年初頭に発表した。

フランス（コルシカ島を含む。）では、気象条件の調整後の電力消費量が2023年よりわずかに増加（+3TWhまたは+0.7%（フランスにおいて自家消費された電力量を含む。））し、2024年に449.2TWh（暫定数値）に達した。これは、依然として危機以前の水準を下回っている（月により－5%から－10%）が、（エネルギー効率の向上により）2010年代末から始まった減少傾向は、2020年の危機によって強まり、特に（エネルギー消費および価格効果による需要の縮小による）2022年の危機によって際立ったが、現在は終息したようである。

発電量もまた、2020年および2022年の危機の後、原子力発電の急速な回復（361.7TWh）、2013年以降最高レベルと異例の水力発電（74.7TWh）ならびに風力および太陽光発電の継続的な増加（2019年の46TWhと比較して、2024年は70TWh）により、引き続き回復した。2024年に化石燃料火力発電は1950年代初頭以降最低（19.9TWh）になり、化石燃料による累積の発電量が太陽光による発電量（23.3TWh）を初めて下回った。これらの状況から、フランスでは1年間の電力純輸出量の記録を更新し（以前の記録は2002年の78TWh）、2024年において、フランスはエネルギーの純輸出国（純輸出残高89TWh）であった。これには、フランスの低炭素発電（原子力および再生可能エネルギー）の競争力が反映されている。かかる発電は欧州市場において競争力があり、したがって欧州の消費に対する供給への需要が頻繁にある。

RTEによる電力供給の品質は、供給停止相当時間および供給停止頻度という2つの指標によって測定される。2024年のこれらの指標の数値は、依然として暫定的である。発表日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31秒であり（CREが設定した目標は2分48秒）、供給停止頻度は0.43であった（CREが設定した目標は0.46）。

2024年から2025年の冬季の電力供給確保の見通しに関する研究の発表

2024年11月13日、RTEは、2024年から2025年の冬季中のフランスの電力システムの運営に関して予測する年次研究について発表を行った。上記に示される供給確保の決定要因の変化を踏まえると、11月における冬季の見通しは非常に良好で、需要と供給のバランスが崩れるリスクは低いと思われた。具体的には、昨年冬のリスク評価および2024年から2025年の初冬時点の確率論的リスク評価は、約10年間で最も低かった。冬季中に時折困難が生じた場合でも、エコワット・システムは完全に稼働し続け、その他の「市場流通後」のメカニズムに加え、優先的に作動する見込みである。

電力網開発戦略および投資

電力網の開発に係る10年計画（SDDR）

RTEの2024年の投資戦略は、2019年9月17日に発表された現行の電力網の開発に係る10年計画（SDDR）の一部となっている。かかる戦略は、2025年初頭に発表される見込みである、次のSDDRの準備および計画の一部でもある。

かかる文書において、RTEの産業軌道の新しい原則と、脱炭素化、再工業化および気候変動への適応の加速に対する政府の新たな目標を達成するために行われる変更が定められる。

RTEは、CREの承認のために提出される年間投資計画を毎年作成している。2025年の投資計画は、RTEが、投資ペースの引上げおよび新規プロジェクトの準備を継続することを可能にすることが見込まれ、2020年代後半の非常に大幅な加速への道筋をつけている。2024年には、CREの規制範囲でのRTEの投資の合計は2,585百万ユーロとなった。2025年の投資計画は合計約3.5十億ユーロで、CREの承認のために提出されている。

2024年の主要な投資

- ・特に再生可能エネルギー接続の地域計画（S3REnR）（2010年7月12日付法律第2010-788号（通称「グルネル第二」法）により、RTEは、システムの信頼性とコスト管理を確保しながら、再生可能エネルギーをフランスの電力システムに組み込むための再生可能エネルギー接続の地域計画（S3REnR）の策定を通じて再生可能エネルギーの開発を支援する使命が与えられている。）の進展を通じた再生可能エネルギーの送電網への接続の継続
- ・スペイン（ビスケー湾）およびアイルランド（ケルト）との将来的な連系線について2023年に開始した工事の継続による、国境を越えた交換容量の拡大
- ・特に、金属容器に収められた変電設備の再建計画および腐食性が高い地域における黒鉄製の支持物の交換のための腐食計画といった主要なインフラの更新計画の継続

2025年－2028年の投資予測

現在の供給調達への圧力を踏まえると、2025年の投資計画および今後数年間の予測は今や重要な文書となっており、設備の供給業者に対して今後直面しうる現実に関するシグナルを送っている。

TURPE 7 HTB期間の資本支出の軌道は急上昇を示しており、かかる期間に計画された投資は年間で平均4,700百万ユーロで、前期（2021年－2024年）の2.4倍の金額である。かかる軌道の重要な特徴の一つは、まもなく発表される見込みのSDDRにおいてRTEが特定した3つの主な優先事項を達成するための主要な投資を継続している点である。優先事項とは、前例のない接続プログラム（消費者に対する下流部門ならびに再生可能エネルギーおよび新規の原子力に対する上流部門）、（国および欧州レベルにおける流量を管理する超高圧施設への適応を通じた）電力網の強化および（既に影響が表れており、その影響がより顕著になると見られる）気候変動に対する耐性を築くための電力網の改良である。

規制上の枠組み

RTEの認証

フランス・エネルギー法では、送電網事業者は、CREと欧州委員会の双方が関与するプロセスを通じて認証されることが要求される。かかるプロセスの目的は、当該事業者が垂直的に統合された企業に関して管理の独立性要件を充足していることを保証することである。RTEは、2012年にCREより認証を受け、（株主の変更後の）2018年1月11日に欧州委員会よりITO（独立送電運用機関）としての認証を受けた。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。

「TURPE」公共送配電網使用料金（TURPE送電料金）

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（TURPE）は、その枠組み、構造および水準を定めたCREにより設定されている。

TURPE 6 高圧送電料金（TURPE 6 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日付フランスの官報において公表された（TURPE 6 HTB決定）。かかる決定は以下の事項を決定した。

- ・RTEが業務を行うために利用できる資源
- ・インフレおよびRTEが電力システムを運営するにあたって負担した費用を考慮して毎年変更されるTURPE（公共送配電網使用料金）
- ・RTEに適用される規制枠組み（特に、規制資産ベースにCREが2021年から2024年の料金期間について4.6%に設定した報酬率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）。2024年12月31日における規制資産ベースは17十億ユーロ（CREにより検証される。）であった。これは、RTEの工業資産を示しており、そこから投資補助金が差し引かれるが、（リターン率が負債の平均利率と等しい（すなわち、TURPE 6 料金の枠組みに従い2021年からは2.4%））建設中の固定資産は除外して計算される。2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」も参照。

2023年1月5日付決定第2023-01号により、CREは、TURPE 6 HTB料金について、2022年から2023年の冬に始まった電力の卸売価格の非常に急激な高騰がRTEの事業に及ぼした影響が考慮されるようにインセンティブ規制枠組みを変更した。この変更は特に、電力網の輻輳、調整予備力の契約化および電圧レベルの管理等、電力システムの管理に関する要因について、電力網利用者とRTEとの間のリスクを分散することに関するものであった。

2024年には、2024年8月1日に予定されていたTURPE 6 HTB料金の4.99%の自動引上げが、フランス政府により2024年11月1日に延期された。

2025年1月6日付決定第2025-02号において、CREは、2025年2月1日から適用される2025年のTURPE送電料金の例外的な引上げを提案した。この9.61%の引上げは、TURPE 6 HTB期間全体にわたるRTEの収益費用調整勘定（CRCP）の暫定残高の早期決済を達成することを目的としている。

2024年にはまた、次の電力網使用料金であるTURPE 7 HTBの準備および料金調整枠組み、料金体系およびそのレベルに関するCREとの詳細な技術的議論が行われた。将来の料金は、2025年から2028年までの期間を対象とし、CREの決定により2025年初頭に設定される見込みである。かかる料金は、フランス経済の脱炭素化および電化の

中、新規利用者に対応するための電力網の改良および電力網の開発に対するRTEの投資需要を支えると見込まれる。これらすべては、まもなくRTEによって発表される、2040年までの期間に関する電力網開発計画に記載される見込みである。

(a) 送電基盤の維持管理および資産の管理

RTEは、維持管理、設備の刷新または交換および緊急の補修を行うことにより、送電網からなる資産の管理を行っている。

新たな技術、中でも監視システムについて順次統合を行うことで、当社は以下のことが可能となる。

- ・技術方針を資産の交換に適応させること
- ・資源管理の最適化、優先的に行うべき作業の絞り込みおよび操作の最低限必要とされるものへの限定を通じて、状態基準保全および予知保全に取り組むこと

電力網のデジタル化および監視によって、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。テストおよびシミュレーションのソフトウェアも、電力網の管理において意思決定支援を提供する。それによって維持管理、刷新および交換の間のバランスが変わる可能性がある資産管理に関する新たな戦略の展開を視野に、大規模なデータ分析が行われている。

最後に、(2024年末から始まる) 今後2年間にわたってインフラの永久監視に特化した施設を段階的に導入することにより、管理業務を最適化し、電力網の事故に対してより迅速な遠隔処理を提供できるようになる見込みである。その目的は、顧客および地域に対してサービスを提供するために電力網の供給力を高めることである。

(b) 電力システムの運営

電力システムの運営方法、市場メカニズムの管理（相互接続の管理を含む。）および欧州電力網の調整は、欧州の法令および規則（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利用しながら、リアルタイムで需給バランスを維持している。RTEが実行した調整によって生じた費用は、予想流量と実際の流量との間のマイナスの不均衡によるものであり、その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、関連する調整責任企業に対して財務補償する。

連系線の管理

RTEは、欧州近隣諸国の送電網事業者と協力し、外国との連系線へのアクセスを管理する。かかる連系線により、ある国から別の国へエネルギーが送電され、送電網を運営する際の安全性が強化され、欧州電力市場の発展が促される。また電力市場関係者が、国際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購入および販売を行うことを可能にし、これにより、欧州における発電資源（特に再生可能エネルギー）の共有が改善される。

欧州電力網の調整

欧州規則では、地域の調整センター（このうちの1つであるCoresoは、技術調整センターであり、そのメンバーは9つの送電系統事業者（TSO）（RTE、ELIA、NGSO、EirGRID、Soni、50hz、TERNA、REEおよびREN）からなる。）が調整された枠組みの中で送電網事業者に提供するサービスについても定義されており、相互に補完的かつ強固な電力供給条件を定めている。最初の5つのサービスは、まだ完全に実施されていないが、共通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給バランス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（稼働後分析、地域の予備容量の規模の決定、研修等）のリストが含まれている。電力網事業者と地域の調整センターは現在、2022年半ばに開始したそれらの要件の漸進的な実施に向けて、共通の方法論を設計している。

（ii）配電－Enedis

38.8百万 顧客数	1.4百万km 電力網	5,346百万ユーロ 2024年の投資額	41,016人 従業員数	356件 委託契約数

配電網事業者としてのEnedisの主な使命は、フランスの公共配電網の運営および拡張を行うことである。Enedisは、電力網のセキュリティおよび安全性に責任を負い、電力流量のバランスを常に監視している。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%は地方配電会社により配電されている。

Enedisの4つの基本原則

配電事業者としてのEnedisのフランスにおけるモデルは、以下の4つの主要な原則に基づいている。

- ・フランス本土の配電の95%をEnedisが担う法的独占
- ・料金の標準化および距離にかかわらず一律の金額を適用した配電料金の請求により、顧客間および地域間の公平性および連携を図ること
- ・配電を担当する当局と委託契約を締結することにより、地方分権的なガバナンスを維持すること
- ・独立性に関する規則を遵守し、公平な電力網へのアクセスを確保するために、規制されていない業務および他の事業者（とりわけ電力供給者や発電事業者）から厳格に分離すること

2024年、Enedisは、38.8百万超の顧客（配電地点）に対して電力を供給した。Enedisはまた、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活用し、1,089,402か所を超える発電・貯蔵施設への接続を提供した。

2024年12月31日現在、Enedisの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673,700キロメートル
- ・低圧電線（400ボルト）744,100キロメートル
- ・2,252個のHVA／HVB変電所
- ・819,200個のHVA／LV変電所

2023年7月1日以降、ネットワーク損失量は、Enedisの管轄範囲内で実施される日次測定に基づき計算されている。ネットワーク損失量は、（RTE、地方配電会社または分散型エネルギー生産業者によって）供給された電力量と、請求された消費量の差から、RTEへの逆送電量を差し引いたものとして定義づけられている。

逆送電量とは、発電量よりも消費量が少ないときに、電力網で使用されない現地発電の電力量をいう。電力消費が少ない地域における風力発電および太陽光発電の大規模な展開以降、逆送電量は増加している。

ネットワーク損失は以下により構成される。

- ・配電網の運営に伴う技術的損失。これらは物理的効果によるものであり、供給される電力量に直接比例する。
- ・メーター装置の欠如もしくは故障に関連する、またはメーター装置の不正操作に起因する非技術的損失

Enedisは、その管轄範囲内におけるシステムの全体的なバランスを保証するために、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ネットワーク損失を補填するために行われたエネルギー購入額は、2,425百万ユーロであった。Enedisは、そのヘッジ方針を適用し、卸売市場、先物市場またはスポット市場にて相当する電力を購入している。Enedisは、組織された市場プラットフォームまたは約15の認可された供給業者が参加する入札を通じてかかる購入を行う。Enedisはまた、EDFの上流部門／下流部門最適化取引部門内の購入義務チームによって行われる電力販売への入札にも応じている。

ネットワーク損失の補填に係るARENH (*Accès régulé à l'électricité nucléaire historique* (既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセスに関する制度)) の利用権は、製品を提供する資格を有する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の構造

EU指令ならびに電力網の公平な利用および管理の独立性に関する適用ある規則に従い、電力網事業者は、エネルギー供給または発電業務から分離されなければならない。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、その業務および意思決定における独立性を維持するため、当該配電網管理者は法的に区別された事業体でなければならない。

そのため、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。配電網管理者であるERDFは、2008年に設立され、2016年6月1日にEnedisに名称変更された。CREが推奨したとおり、この新名称によって認知度が高まり、その目的が明確化された。

EnedisおよびGRDFは、法律に従い、共通サービス機能を有している (「第2 3 (2) ④ (ii) (ハ) EnedisおよびGRDFによる共通サービス機能」を参照。)。

- Enedisの監査役会は、以下の15名からなる。
 - ― 一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の代表者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
 - ― 配電を担当する当局の代表であり、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号第153条に基づき、施行令により任命された1名
- 2020年4月21日付命令により、フランス政府は、2014年8月20日付政令第2014-948号 (第15条) に認められるとおり、また2015年1月19日付命令第2015-38号に従い、Enedisの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。
- Enedisの業務執行委員会は最大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職務を遂行している。

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従い、フランス本土における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、投資および拡張政策を策定し、実行する。
- 客観性、透明性および公平性のある方法で、利用者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すべての情報 (法令により保護されている情報を除く。) を提供する。
- 公共配電を担当する当局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、ならびに電力網に係る作業の管理を行う。
- 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および設置、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すべてに関連する他の業務が含まれる。
- 市場が効率的に運営され、市場参加者が配電網およびデータへの平等なアクセスを有することを確保する。
- 再生可能エネルギーの電力網への統合を推進し、エネルギー効率事業を実施する。
- 負荷分散の範囲を監視する。
- 電力網利用者間の配電およびエネルギーの流量の測定ならびに電力網によるエネルギー損失の十分な填補に責任を負う。

Enedis、エネルギー部門初の「使命を持つ企業」に正式認定

2023年6月27日、Enedisは、エネルギー部門の大手企業として初めて、「使命を持つ企業（*entreprise à mission*）」に正式に認定された。この認定は、公共サービスに関するEnedisの使命に沿っており、環境と社会にとってプラスの影響を生み出すことに焦点を当てた意思決定を行うことで、より公平で持続可能な社会の実現に長期的に貢献するというEnedisのコミットメントを再確認するものである。

（ロ）配電事業

投資の変化

2024年、Enedisは5,346百万ユーロを投資した。

- ・2,806百万ユーロは（顧客および発電事業者の）接続および送電網の負荷への対応に投資された。
- ・1,910百万ユーロはサービスの質、電力網の信頼性、安全性および環境保全に投資された。
- ・630百万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、高需要により2024年も増加し続けている。顧客からの需要は、新築住宅市場の危機を受けて一戸建て住宅の接続については低下したが、電気自動車の充電スタンドの接続については加速した。発電事業者からの需要は、エネルギー移行および再生可能エネルギー（風力および太陽光）の普及に係る影響に起因して大幅に増加した。

さらに2024年、委託機関が838百万ユーロを投資した。

これにより、2024年におけるフランス本土のEnedisが運営する配電網への投資額は、合計で約6,184百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年
接続および強化	2,806	2,524
規制、安全および公共道路に関する義務	609	576
作業設備および運用資源	630	619
電力網の近代化	1,301	1,167
Enedisの投資合計	5,346	4,886
第三者および地方自治体からのインフラの引渡し⁽¹⁾	838	812
電力網投資合計	6,184	5,698

(1) 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、プロジェクト管理者の委託機関に対して支払われる配電料金に相当する部分をいう。）および第8条（インフラの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。

Enedisは、投資に加えて、電力網の予防的維持管理業務（樹木の剪定作業を含む。）への取組みも継続している。営業費用として認識される当該金額は、2024年には392百万ユーロとなった（2023年は359百万ユーロ）。

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。2024年において、低圧顧客が経験した平均停電時間は71.6分であり、TURPE電力網使用料金に関するインセンティブ規制により設定された目標である62分よりも長かった。この結果は、予測不可能な気象現象（強風、雷雨および洪水）が続いたことによるものである。かかる事態に対応するため、回復力向上プログラムが強化されており、短中期的な電力網の工事による停電が増加している。この増加は、再生可能エネルギー施設への接続プロジェクトによってさらに加速している。

Enedisは、重大な事故に対応するための電力緊急介入部隊（FIRE（*Force d'intervention rapide électricité*））を擁している。これにより、いつでも他の地域の作業チームおよび物資を派遣し、被災地域の顧客の電力復旧を可能な限り迅速に行うことができる。2024年、FIREはEnedisの管理する電力網において3回にわたり動員された。

再生可能エネルギーの開発

2024年には、Enedisによる電力網への新たな接続施設の数、特に太陽光発電セグメントで大幅に増加した。当該セグメントでは、総発電容量4,667MW（2023年は3,135MW）の248,385か所の新たな太陽光発電施設が接続された（2023年は206,944か所）。公共配電網に接続された風力発電所も引き続き増加しており、2024年には934MWが配電網に接続された（2023年は1,010MW）。

2024年末現在、合計約41.6GWの太陽光発電および風力発電による発電容量がEnedisの運営する送電網に接続され、その内訳は太陽光発電所が22.1GW、風力発電所が19.5GWであった。他のエネルギー源を利用する発電所も接続されており、これには特に水力発電所（1.9GW）、コジェネレーション発電所（2.8GW）、バイオガス、バイオマスおよび給電指令可能な化石燃料発電所が含まれる。2024年末現在、Enedisに接続された発電所の設備容量は、合計約49.1GWであった（2023年末現在は約43.3GW）。

2024年の太陽光発電施設の総接続数のうち、235,593件は自家消費目的で接続されている36kVA未満の低圧接続（低圧インフラ）の発電事業者（余剰分の販売の有無を問わない。）に関するものである。これらは同年の「小規模事業者」の接続の約100%を占めた。

Enedisは、再生可能エネルギーの受入容量を拡大するための取組みも継続している。Enedisは、地方再生可能エネルギー接続計画に基づき、変電所の建設を開始した。

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ターミナルは、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り、かかる配電網は、必要な電力量を適切な瞬時電力レベルで供給する能力を備えていなければならない。

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。2024年末までに、フランスの路上のプラグイン電気自動車（電気自動車（EV）およびプラグインハイブリッド車（PHV））の台数は2,059,555台に達し、2023年末と比較して29%増加した。

Enedisは、電気自動車充電インフラ（EVCI）への接続量増加に対応するため、EVCIの主要アカウントを取り扱うユニットを設置した。このユニットは、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「EVCI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。2024年末現在、フランスには約155,000の公的にアクセス可能な充電ポイントが存在している。

2024年、Enedisは11,395のEVCI接続を完了したが、これは2023年と比較して21%の増加であった。

フランスの2世帯中1世帯近くがアパートに居住していることから、集合住宅の駐車場に充電設備を設置することは、電気モビリティの普及におけるもう1つの主要な課題である。Enedisがサービスを提供するエリアには、5台を超える駐車スペースを有する住宅が236,000軒ある。これらの住宅の共同所有者または家主は、以下のいずれかを選択することができる。

- ・電気自動車の充電設備の設置を民間事業者に委託すること（この場合、Enedisは専用の供給地点として接続する必要がある。）
- ・駐車スペースへの電力供給を確保するため駐車場内に公共配電網を拡張するという公共ソリューションを選択すること

2024年、Enedisは、集合住宅向けの4,440の電気自動車充電インフラを完成させた。これは2023年と比較して72%の増加であった。2024年末までに、フランスの集合住宅の4%に集合型電気自動車充電設備が設置された。

Enedisは、電気自動車充電インフラ基本計画（SDIRVE）を策定する地方自治体を支援している。2024年末現在、116のSDIRVEが開始されており、この半数近くが県庁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。2024年末現在、保有する小型乗用車および小型商用車約18,000台のうち37.9%が電動化されており、敷地内には約7,800の充電ポイントが設置されている。

市場参加者と連携した配電網管理者としての活動

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が監督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（2024年末現在85社）の範囲におけるエネルギー流量を計算する。Enedisは電力供給業者（2024年末現在95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。

エネルギー自給の課題および電力消費に関する情報への顧客のニーズを背景に、Enedisが測定したデータ（エネルギーおよび電力）は、電力供給業者だけでなく、Enedisが設置したインターフェース・ポータルを介したデータへのアクセスに関する契約を締結している802の第三者（ここでの第三者とは、供給事業者または計量地点を所有する顧客ではなく、顧客のデータにアクセスする事前合意を取得している者をいう。）からも非常に高い需要がある。

規制上の枠組み

公共配電網の使用に関する「TURPE」電力網使用料金（TURPE配電料金）

Enedisの売上高の90%超は、配電事業によるものである。公共送配電網の使用に関するTURPE電力網使用料金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。2024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「規制の変更」を参照。

TURPE 6 配電料金は、2021年8月1日から施行されている。直近の料金改定は2024年11月1日に実施され、平均4.81%の料金引上げが行われた。

2024年12月、CREは、近年のエネルギー価格危機により発生した電力網事業者の料金未収額の早期回収を目的として、2025年2月1日、TURPE 6 料金に例外的な調整を実施する計画を発表した。この変更により、電力の規制販売料金の供給部分における料金引下げと同時に、TURPE料金の引上げを実施することが可能となった。

CREは、2025年1月7日、この件をエネルギー高等評議会（CSE）に付託し、TURPE配電料金の7.7%引上げおよびTURPE送電料金の9.61%引上げを提案する決定案を提出した。

TURPE 7 料金は、CREが2023年末から実施している協議を経て、2025年8月1日から施行される予定である。この決定は、2025年1月下旬から2月上旬にかけて、CREによって行われる。2025年2月1日にTURPE 6 料金が例外的に引き上げられたことを受け、CREは、2025年8月1日にTURPE 7 料金の平均水準を変更することではなく、また、2026年8月1日以降の変更については、TURPE 7 料金に関するCREの最終決定が下されるまでの間、インフレ率に近い水準とすることを発表した。

委託

2024年12月31日現在、Enedisは、EDFとともに、フランス本土の人口の約95%を対象とする356件の委託契約の共同受託事業者となっている。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（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関する枠組み合意を締結した。フランス都市連合は、主要都市、大都市の自治体およびその他の市町村を代表する。そのメンバーの大多数が公共配電を委託する権限を有する。

改訂された委託契約モデルは、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）を再確認するとともに、エネルギー移行に伴う課題を勘案している。2024年11月20日、枠組み合意の改訂により当該モデルは修正され、契約終了条項の文言が明確化された。この新モデルが公式に導入されたことで、Enedisと委託機関との関係を長期的に近代化する道が開かれた。

2024年12月31日現在、296の委託契約がこのモデルに基づき締結された（2024年にパリについて締結された新契約およびその他4件の委託契約を含む。）。かかる新モデルと類似した条項を含む、更新または改定された30の既存契約と合わせて、合計326の委託契約が近代化されている。

規制上の枠組み

フランスの配電委託に関する規制

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。かかる法律の規定に基づき、地方自治体は、委託機関および委託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仕様書を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関のほとんどは、複数の地方自治体が協力して組織する公共の機関であり、その対象範囲が県全体に及ぶものもある。

欧州指令に義務付けられる発電・供給事業と配電事業の強制的な分離により、公共サービスの2つの区別された使命が認識されるようになった。1つは、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が担当する規制料金によるエネルギー供給の任務であり、もう1つは、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が担当し、フランス本土の電力網に相互接続されていない地域においてはEDFが担当する、フランスの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条は、これらの委託契約は三者間契約でなくてはならないと規定している。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）によって締結される。

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機関に対して返還されることが義務付けられており、最初からかかる機関に属していたものとみなされる資産をいう。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に分類される。）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フランスの委託契約は、入札公告や競争入札手続なしに直接締結される。

(ハ) EnedisおよびGRDFによる共通サービス機能

EnedisおよびGRDFによる共通サービス機能（フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。）は、法人格を持たず、EnedisおよびGRDFは、この機能における両者の関係、権限および結果として生じた費用の分担について定めた契約によって拘束されている。当該契約は期限を定めずに締結されており、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。医療・社会事業ユニットは、共通サービス機能において、両配電事業者（EnedisおよびGRDF）にサービスを提供する最後に残った共同機関である。

（二） 今後の課題

環境保護への移行を促進し、気候変動の中で質の高いエネルギー供給を保証するための意欲的な投資軌道

Enedisは、2022年から2040年の期間に96十億ユーロの投資（2021年のユーロ換算額）を計画している（インフラの引渡し（上記を参照。）を除いた投資合計）。したがって、年間投資額は、2021年の3.9十億ユーロ（Linky関連を除く。）から長期的には5十億ユーロ超（2021年のユーロ換算額）に増額する。

これらの投資は、電気自動車充電インフラ（EVCI）と再生可能エネルギー・インフラを接続することにより、環境保護への移行を支援する。2035年までに新規の化石燃料自動車の販売が終了し、電気自動車が一般化されることで、2030年頃には投資が急増し、集合住宅への整備が大きな課題となる。さらに、再生可能エネルギーの急速な増加は、とりわけ太陽光発電において継続することが予想され、新たな複数年にわたるエネルギー計画もまもなく発表される。

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基づいて目標を定めた交換を行っている。既に開始されたプログラムは、気候変動関連リスク（火災、熱波、洪水、暴風および荒天）の増加を考慮して、供給の質および回復力の改善を継続するために拡大される予定である。これらのプログラムの目的は以下のとおりである。

- ・ 雑木林を横断する電線や、風、氷または雪に晒される地帯の電線の埋設または再構築により、気候災害に対する電力網の耐性を向上させること
- ・ 計画的な改修を通じて高電圧A架空電線の信頼性を向上させること
- ・ 地下電線における含浸紙絶縁材の削減
- ・ 絶縁されていない低圧架空電線の数削減
- ・ 洪水の影響を抑え、電力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している

電気モビリティの普及は、現在から2050年までのフランスの電力消費量の増加の主要因である。国家低炭素戦略（SNBC）シナリオに沿ったEnedisの予測によると、2035年にはフランスの路上のプラグイン電気自動車は18百万台となり、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、住宅、路上、ショッピング・センターの駐車場、企業敷地内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ポイントの接続に要する業務量は、とりわけ集合住宅向けの充電ソリューションについて、Enedisにとって真の課題である。かかるセグメントの力強い成長に対応するため、プロジェクトベースの専門組織が設立されている。

この新たな使用形態の成長に合わせた配電網の適応もまた、課題となっている。

このような背景から、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の生産の同期化、自動車、充電ポイントおよびメーターからのデータの利用、（特に高速道路における）急速充電を必要とする配電網への影響のモデル化および研究等、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いる。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ことである。

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、Enedisは、環境保護への移行の課題に対処するために、デジタル技術を利用し、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配備、前世代スマートシステムのデジタル化の継続、接続を体系化して構造の技術的限界を尊重した流量管理を実現するためのデジタル・ツール（分散型エネルギー資源管理システム（DERMS））の開発、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回復力の向上が含まれる。

現在、環境保護への移行を加速するためには、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。

規制上の枠組み

Linkyのスマート・メーター・プロジェクトを管理する規制

Enedisが主導するLinkyプロジェクトは、Linky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において、資産に対する7.25%の税引前の名目リターン率に加え3%の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年のシステム・パフォーマンスのインセンティブ規制は、CREの2020年1月23日付決定により定められた。2021年12月に終了したLinkyの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に適用される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の繰延調整メカニズムは、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年までの期間に受領される見込みであることを意味している。この繰延調整メカニズムにおいて支払われるべき金額に、財務費用を補う補償金（4.6%に設定されている。）が加算され、2030年末までにその全額が徴収される予定である。2024年12月31日現在、徴収予定額は、+1,780百万ユーロである（この金額は、現在適用されている会計基準に従って作成された当グループの2024年12月31日現在における貸借対照表では計上されていない、Enedisが電力網利用者から受け取る料金を示す。）。

2024年には、約910,000個の新たなLinkyスマート・メーターが配電網に設置され、そのうち約3分の2は旧世代のメーターと交換されたものであった。現在、アクティブな顧客基盤の95%がLinkyメーターを装備しており、消費量をより詳細に監視することが可能となっている。

このスマート・メーター・システムはまた、気候関連事象の際に停電の影響を受けた低圧配電網地域をより正確に特定することで、復旧を迅速化する。

また、Linkyシステムは、2024年パリオリンピック・パラリンピックの会場への電力供給の監視を可能にした。

さらに、Enedisは、配電網の主要な構成要素である新たな変電所を産業規模で開発し、立ち上げた。これらの変電所は、迅速に稼働できる特急変電所であり、その設計と工場での事前組み立てプロセスにより、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3分の1がこの構想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取り入れつつ、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には、あらゆる規模の研究所、大学、新興企業、協会および企業が体系的に関与している。このアプローチは、地域社会に雇用と成長の機会をもたらし、これらの成果は国際的に認知される。

Enedisは（RTEとともに）、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。Think Smartgridsは、現在100名超のメンバーを擁する。

Enedisのスマート・グリッドによるフランスの先導

フランスの電力事業は、スマート・グリッド指数（*Singapore Power Group*のスマート・グリッド指数は、電力網機器の監視および統制、データ分析、供給の信頼性、分散型エネルギー資源の統合、グリーン・エネルギーの統合、サイバー・セキュリティ、ならびに顧客のエンパワメントおよび満足度の7つの主要な側面にわたり、世界中の電力網の「スマート度」を評価する。2024年には、36か国における92の事業者が比較された。）において首位を獲得し、3回連続で世界で最もスマートな配電システム事業者に指定された。Enedisは、今後数年間にフランスの公共電力配電網をグローバルベンチマークにするため、産業、技能および技術における勢いを継続している。

デジタル革命の基本的な側面であるデータ管理

わずか数年のうちに、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つにもなった。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の連合を形成するエネルギー配給網事業者機関である、Agence ORE（*Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Énergie)*）は、ワンストップショップでのフランスにおけるエネルギー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。Agence OREは、フランス全土の地域社会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、オープン・データおよびデータの可視化を提供している。）の設立の推進役であった。同機関は、すべての事業者の包括的なデータを公表している。

データを収集し、保護し、公表するEnedisの職務範囲により、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り、また、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にしている。これによりサイバー・セキュリティの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、フランス個人情報保護当局（CNIL（*Commission Nationale Informatique et Libertés*））により規定された基準と規則に準拠し、個々のデータ保護を適用している。

エコロジー移行を支援するプラスの影響をもたらす責任ある公共サービス

Enedisは、その事業計画に沿って、2023年6月27日に2019年「Pacte」法で定義された「使命ある企業（*entreprise à mission*）」に正式に指定され、そのレゾナントルを「革新的、効率的かつ社会的責任のある公共配電サービスのために行動する。持続可能な世界という集团的課題に人々をつなぐ。」としている。

Enedisのコミットメントは現在、以下の長期的かつ測定可能な5つの公的な使命目標に反映されており、定款にも掲げられている。

- ・産業とデジタルの専門知識を活用し、再生可能エネルギーの生産を支援すると同時に節電および革新的な電力使用を推進する、効率的な配電網を構築すること
- ・気候関連の問題ならびに生物多様性および天然資源の保全をすべての活動において考慮すること
- ・人的資源、産業資源および財務資源を投入して地域社会を支援し、地域の結束力と回復力を向上させること
- ・顧客中心の包括的で連帯を基盤とした公共サービスを守るために従業員およびパートナーとともに行動すること
- ・人とキャリアパスの多様性を事業ラインに組み込み、職場の安全衛生を守ること

これらの目標を定款に組み込むことで、Enedisは長期的な取組みを確立している。

Enedisの初の使命報告書は2024年2月に公表され、「使命ある企業」としての地位を指名されるまでの歴史的なコミットメントの道のりを辿るものとなっている。2024年7月、Enedisは使命委員会と共同で作成した初の使命ロードマップを認証し、同ロードマップは、12の経営目標および13の業績指標を通じた使命の実施の監視に使用される。

また、2024年7月、Enedisは初のCSR報告書を公表した。この初の報告書は、利害関係者に対する透明性の構築の一環である。同報告書は、地球、女性および男性、そして地域に良い影響を与える公共サービスであるという、Enedisの目標を再確認するものである。

気候に配慮した主要な取組み

これまで以上に、Enedisは、フランスの第二次電化を成功させ、2050年までのカーボン・ニュートラル目標に貢献するため、以下の取組みに尽力している。

- ・再生可能エネルギーと電気自動車向け充電ポイントの送電網への接続の促進
- ・顧客のより抑制し効率的なエネルギー消費活動の支援
- ・低炭素電力ソリューションの大規模な展開

Enedisは、2024年末までに、百万超の再生可能エネルギー発電事業者をフランスの公共配電網に接続した。

同社は、2024年パリオリンピック・パラリンピックでも接続を提供することで、オリンピックの歴史に名を残した。

すべての競技会場の主要電源が、ディーゼル発電機ではなく、公共の配電網により供給されたのは初のことであった。競技および式典の間、すべての会場がEnedisから継続的に電力供給され、競技中の合計停電時間は0分であった。

国際オリンピック委員会は、この新たな手法をロサンゼルス等の次の大会開催都市に活用しており、2028年にはロサンゼルスでも国の送電網が主に使用される予定である。

炭素排出量について、Enedisは、以下のとおり、直接的な温室効果ガス排出量の大幅な削減に貢献しており、また、間接的な排出量を削減するために、供給業者とともに野心的な取組みを推進している。

- ・2024年に初めて炭素評価が監査され、公表された。
- ・2030年までにスコープ1およびスコープ2の排出量を30%削減（RTEが公表したエネルギー構成の変化に関するA基本シナリオに基づき、2023年末に観測された配電網の損失率を適用した2017基準年との比較。）するための、新たなコミットメントが策定された。
- ・スコープ3について、掘削土を再利用する低炭素プロジェクトが2024年に1,000件超実施された。

配電網の調整

Enedisは、特に電線および変電所等の配電に不可欠なインフラを運営しており、その設備の回復力を戦略的優先事項としている。

したがって、Enedisは、特定された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ため、気候災害適応計画を策定した。

最近の気候関連事象の経験から、実施されたプログラムの妥当性が裏付けられている。架空HVA線については、特定の部分の埋設および25年サイクルですべての電力網の信頼性を高めるための大規模な改修計画が実施されている。低圧架空電線は、絶縁されたツイスト電線または地中線に置き換えられる。含浸紙ケーブルで絶縁された高圧地中電力網は、その信頼性および熱波のリスクに対する脆弱性に応じて、新たな地中電力網に置き換えられる。

他のインフラ（特に通信システム）との新たな相互作用を考慮して、Enedisの電力緊急介入部隊（FIRE）にも変更が加えられており、これにより、同社は、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することが可能となる。

(iii) 島部エネルギー・システム

フランス本土の電力網と相互接続していない、非相互接続地域として知られる地域においてEDFが運営する電力システムは、コルシカ島、レユニオン島、仏領ギアナ、マルティニーク、グアドループ、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フランス西海岸沖のボナン諸島（サン島、ウェサン島、モレーヌ島およびショゼー諸島）を対象としている。

EDFは、これらの地域において、以下の2つの独立した法人を通じて運営を行っている。

- ・日々の供給と需要のバランスの維持について責任を負う島部エネルギー・システム部門。ネットワーク全体を管理する。同部門は、これらの島部地域で生成されたすべてのエネルギーを購入し、エネルギーを規制販売料金で販売し、エネルギー効率化対策を実施する。
- ・発電所の建設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)
すべての地域に対して実施される料金標準化は、すべての追加的な発電費用を含み、公共電力サービス拠出金（CSPE）により賄われる。
電力網事業者により負担される費用は、フランスのすべての電力顧客が支払う電気料金均衡化基金（FPE）への拠出金を含むTURPE電力網使用料金により賄われる。

島部エネルギー・システムの主要な特徴

	2024年末
顧客数	1,268,000
電力網の長さ (km)	約40,300
設備容量* (MW)	2,015
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー発電所	22%
火力発電所	78%
EDFによる純発電量* (GWh)	5,988
水力発電量の割合	18%
第三者からのエネルギーの購入 (GWh)	3,955
バガスを含む再生可能エネルギー	67%
その他のエネルギー	33%
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 (GWh)	9,943

* EDFのSEI（島部エネルギー・システム）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。

最近の動向および見通し

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、耐用年数の終了に達している発電所（コルシカ島のヴァッツィオおよび仏領ギアナのデグラ・デ・カンヌ）の交換を計画した。新たな発電所（コルシカ島のリカントおよび仏領ギアナのラリヴォ）は建設中であり、子会社のEDF PEIにより運営される予定である。地域のPPEで規定されるとおり、EDF PEIは、これらの新たな発電所を（フランス・エネルギー法第L.281-2条以下の要件を満たすように）バイオリキッドを使用して運営する予定であり、2030年までに発電資産の100%が再生可能エネルギーを生成するように、既存の発電所の転換を計画している。レユニオン島にあるEDF PEIのポール・エスト発電所が2023年度下半期に転換された最初の発電所であった。

EDF PEIは現在、仏領ギアナの蓄電池貯蔵太陽光発電所およびマルティニークの蓄電池貯蔵風力発電所におけるパートナーであり、EDF Renewablesとの提携によるプロジェクトを通じて、その再生可能エネルギー事業を強化している。EDF PEIは、仏領カリブ海において電気自動車充電スタンドの電力網を設置し、運営する、GMOBのパートナーでもある。

電力網への投資

再生可能エネルギーの増加、接続される発電施設数の増加および既存の電力網の効率性確保の必要性を考慮して、電力網事業者であるEDF SEIは、電力網の強化および拡大を継続している。EDF IESは、2024年に電力網事業に対して総額283百万ユーロの投資を行った。

システム事業者は、全面的に安全なエネルギー移行を支援する

電力システム事業者として、EDF SEIは、非同期的な再生可能エネルギーの電力システムへの統合に大きく貢献しており、電力構成における再生可能エネルギーの割合の安全かつ長期的な増加を促進している。これは、各電力システムを適応させるための（特に研究開発作業からもたらされる）革新的な技術的ソリューションを実施し、その管理方針を変更し、エネルギー貯蔵資源の開発に参加することにより行われる。EDF SEIは、15年間の電力システムの需給予測を2年ごとに公表している。

一部の隔絶した地域について、100%が再生可能エネルギーによって作動するマイクロ送電網を構築する作業が進行中である。2017年、太陽光発電、デジタル・モニタリングおよびエネルギー貯蔵が混合したシステムが、ブルターニュ西海岸沖の島であるセヌ島に設置され、1日数時間、100%再生可能エネルギーを定期供給している。2021年、仏領ギアナのサン・ジョージ・ド・ロヤボック（人口4,000人の町）において、EDFは、（固形バイオマスおよび水力発電による）100%再生可能エネルギーを電源とし、電池およびデジタル統制システムを組み合わせたマイクロ配電網を稼働させた。同じく仏領ギアナにあるマリパスラにおいて、近年稼働した太陽光発電所を支えるために電池およびデジタル統制システムが設置され、化石エネルギーの使用を削減している。

エネルギー効率、島部システムのエネルギー移行に係る極めて重要な方策である。EDFは、地域のエネルギー需要管理戦略の策定および実施を支援している。フランスの規制機関であるCREにより認証された地域別の補償枠組みにおいて定められる公的助成金は、消費者のエネルギー効率の優れた機器および装置の設置を支援する主な方法の1つである。EDFは、これらの助成金を財源とするすべての顧客部門向けの需要管理事業を（とりわけAgir Plusのレーベルを通じて）積極的に推進している。

EDF SEIは、2024年末までに管理する非相互接続地域（および2025年末までにコルシカ島）において、1.2百万個のデジタル・メーターの展開を完了することを目指しており、その投資額は約270百万ユーロとなる。これらのメーターは、顧客関係の大幅な近代化を支援し、エネルギー移行に係る推進力を強化する。

コルシカ島の複数年にわたるエネルギー計画（コルシカ島の複数年にわたるエネルギー計画に関する2015年12月18日付命令第2015-1697号）に従い、EDFは、イタリアの送電網事業者であるTernaとの提携で開発したSACO I 3プロジェクトの一環としてルッチアナの新たなコンバーター・ステーションに投資している。サルデーニャ島ーコルシカ島ーイタリア間の直流送電線の合計容量を改良して400MWに増加することにより、コルシカ島は2029年／2030年にイタリアから最大100MWを輸入できるようになる。

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

ÉSグループは、アルザスのエネルギー公共事業者であり、地域のエネルギーおよび経済面に係るパフォーマンスに長期的に取り組んでいる。2024年6月28日の臨時株主総会において、ÉSは、2019年5月22日付「Pacte」法により創設された「社会的目的企業（*société à mission*）」の地位をフランスの地域配電会社で初めて採用した。

ÉSグループには、電力の配電およびガスの配給、エネルギーの供給、エネルギー・サービスならびに再生可能エネルギーの生成の4つの事業分野がある。こうした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。

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。

電力およびガスの配給

Strasbourg Électricité Réseauxは、配電を担当するÉSグループの子会社である。同社は独立して管理されている。同社は、行動規範を厳格に遵守し、バラン県の4分の3を対象とする配電網事業者として事業を行っている。

Strasbourg Électricité Réseauxは、アルザスにおける400超の自治体に対し全長16,000キロメートル超の電力網の運営、維持、開発および改良を行う。また異なる電圧レベルに対応する約600,000の配電箇所サービスを提供し、Enedis、RTEおよびその他の2つの下流域電力網事業者の電力網との接続を提供している。

公共配電網事業者として、Strasbourg Électricité Réseauxは、とりわけ分散型再生可能エネルギーと電気モビリティのインフラの接続を通じて、新たな利用形態の発展に対応し、エネルギー移行を支援することを目指している。

同社は、パフォーマンス向上を目的としたインフラおよびツールの更新および近代化のプロセスに取り組んでおり、これは、特にスマート・メーターの産業規模での展開ならびに新たな電力網の監視および統制プラットフォームの稼働により示されている。

トロワ・フロンティエール地域（ユナング、サン・ルイ、ヘーゲンハイム、ヴィラージュ・ヌフ、エザング）におけるガスの配給は、Trois Frontières Distribution Gazにより行われている。

電力およびガスの供給

ÉS Énergies Strasbourgは、Électricité de Strasbourgの電力の販売および供給の子会社である。2024年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、581,000を超える電力顧客（グリーン電力を含む。）ならびに110,000を超えるガスおよびバイオガスの顧客を有していた。同社の顧客は、住宅用利用者、（第三次産業分野および産業分野の）企業および地方自治体により構成される。

ÉS Énergies Strasbourgは、顧客関連サービスも提供する。これには、顧客が自らのエネルギー消費量を把握できるように支援し、また、責任あるエネルギー消費のための顧客の具体的な行動を支援するための、電力、ガスおよび配管の修復ならびにデジタル・サービスが含まれる。

ÉS Énergies Strasbourgは、住宅用顧客向けに、顧客が現地のパートナーのネットワークに連絡をとることができるポータルを通じた住居の改修および建設作業に関する支援サービスを引き続き提供した。また、ÉS Énergies Strasbourgは、太陽光発電ソリューション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。太陽光発電および電気モビリティに関連するこれらのすべての商業活動は、2022年9月に立ち上げられたPlanigy by ÉSブランドの下にまとめられている。

幅広い供給、サービスおよびソリューションを通じて、ÉS Énergies Strasbourgは、エネルギーを節約し、エネルギー消費を脱炭素化するために、顧客を日常的に支援している。

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、Électricité de Strasbourg（FIPARES）およびDalkiaが50対50の割合で保有している。ÉS Services Énergétiquesは、エネルギー移行につ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効率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経済主体の炭素強度削減を支援することを目的としている。同社の提供する企業、産業および地方自治体向けの魅力的なサービスには、以下が含まれる。

- ・需要に応じた暖房ネットワークの構築
- ・建物のエネルギー効率を向上するための改修工事
- ・エネルギー施設の管理の最適化
- ・低炭素暖房向けの再生可能エネルギー・ソリューション（ヒートポンプ、バイオマス・ボイラー、太陽熱エネルギー等）の実行
- ・利用者の省エネ意識の向上

また、ÉS Services Énergétiquesは、電気工学、工業用および公共用照明ならびに食堂エンジニアリング業務の管理および最適化についてのソリューションも提供する。

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。当該発電所は、2,500メートルの深さに位置する地熱資源から年間約160GWhの再生可能過熱水を生成する。

ÉSはまた、年間約5 GWhの電力を生成するソルツ・ス・フォレ地熱交換器を運営している。

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。34MWの火力発電容量および10MWの電気容量を有する同発電所は、毎年約60GWhの再生可能電力および毎年約110GWhの再生可能熱を生成している。

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、年間約2GWhを生成することができる。これは、500世帯の年間電力消費量に相当する。

ÉS Énergies Strasbourgはまた、主にアルプスおよびピレネーにおける水力発電所の建設および運営を専門とするSERHYの株式を35%保有している。SERHYは、年間約170GWhの再生可能エネルギーを生成している。

リチウム

2023年1月、ÉSおよびErametは、アルザスの地熱かん水から電池用リチウムを抽出する可能性を探るための覚書を締結した。アルザス地熱エネルギー・プロジェクト（AgeLi）は、2030年までに年間10,000トン以上のリチウムの生産を目標としている。

⑤ 国際事業

EDFグループは、世界の41.5百万の顧客（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。EDFグループは、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）における主要なエネルギー事業者である。当グループは、欧州における地位を強化すると同時に、新興国における低炭素ソリューションを開発する等、新たな地理的地域への進出を目指している。

（i）英国

EDF EnergyおよびEDF Tradingは、EDFグループの英国における事業を担い（「第2 3（2）⑥（iv）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）、英国におけるその他のEDFグループ会社（Dalkia UK、EDF Renewables UKおよびPod Point）を包含している。EDF Energyは、英国最大のエネルギー・サービス提供業者の1つであり、各種の現場で12,680人を雇用している（2024年12月）。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。英国におけるEDFの目標は、英国がカーボン・ニュートラルを達成できるよう支援することである。EDFは、以下の5つの業務分野において低炭素エネルギー・システムへの移行を行っている。

- ・原子力：炭素排出ゼロの電力の生成（生成時点で炭素排出ゼロ）、廃炉サービス、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およびその他の新たな原子力発電所の開発
- ・小売：住宅用顧客および小規模企業用顧客への電力、ガスおよびエネルギー・サービスの提供。EDF Energyが過半数の株式を保有するPod Pointとの電気モビリティ・ソリューション、CB Heating Ltd（EDF Heat Pumpsとして取引）との低炭素暖房、ならびにContact Solarとのソーラーパネルおよび電池システムの顧客への提供
- ・企業および卸売：大規模企業、公共部門および資産所有者への電力、ガスおよび幅広いエネルギー・サービスの提供
- ・再生可能エネルギー：EDF Renewables UKによる英国およびアイルランドにおける風力発電所、太陽光発電所および大型蓄電池貯蔵施設の開発、建設および運営、ならびにHynaticsとの低炭素かつ再生可能な水素ソリューションの開発
- ・技術サービス：Dalkia UKとの民間部門および公共部門への技術サービスおよびエネルギー・サービスの提供

（イ）英国におけるEDFの戦略および持続可能な開発

英国において、EDFは、2030年までに100%クリーン電力を生産し（Clean Power by 2030）、2050年までにネット・ゼロ目標を達成するという英国政府の抱負を支援している。ネット・ゼロの軌道は、英国のエネルギー安全保障を維持し、世界のエネルギー価格の変動から顧客を保護し、企業および地域社会に経済的機会を創出する。ますます複雑化し相互接続が進むエネルギー・システムにおいて、英国におけるEDFの幅広い機能は、戦略的な優位性をもたらしている。

EDFの英国ネット・ゼロ達成支援進捗報告書の最新版 (<https://www.edfenergy.com/about/sustainability>) では、英国の社会および経済の脱炭素化、ならびにより広範に持続可能な開発目標の達成を支援するための、EDFの進捗状況および計画に関する概要が記載されている。これには、顧客の「現金の節約および炭素の節約」の支援、環境への影響の最小化ならびに英国への積極的な社会貢献が含まれる。EDF Energyはまた、2026年までの特定の排出カテゴリーを対象とした炭素排出量削減計画を公表している（炭素削減計画PPN0621-2024）。

EDFは、英国最大の炭素排出ゼロの電力発電事業者であり、風力、原子力、太陽光および貯蔵資産の発電所を運営する

EDF Energyの発電分野における優先事項は、安全で信頼性があり、費用効率の高い業務を確保することである。2023年、EDF Energyの原子力発電所は、英国の発電量の13%を生産した。すべての改良型ガス冷却原子炉は当初の25年の設計寿命を超えて延長されている。2024年12月、EDF Energyは、英国における合計容量4.6GWの4基の改良型ガス冷却原子炉の延長を承認した。2055年まで英国の電力需要の3%（2023年の発電データおよび2023年の最終電力消費量に基づく。）の供給を継続するために、サイズウェルB PWRの耐用年数を20年間延長することが検討されている。

EDF Energyの発電所の耐用年数を安全かつ経済的に実現可能な範囲で延長することは、将来の原子力発電所に係る重要な運営技術を維持しながら、英国のエネルギー安全保障に貢献し、ガスへの依存度を低減する。

EDF EnergyのAGR発電所のうち3基は現在燃料取出中である。EDF Energyは、2021年6月に英国政府と締結した契約に基づき、その後の廃炉作業を行うため英国政府により指定された原子力復旧サービス（NRS）への引渡し前に、全7基のAGR発電所の燃料を取り出す責任を負っている。

EDF Energyは、英国最大の原子力発電所のデベロッパーである

英国政府は、2030年までにクリーンな電力システムを構築する上で、原子力が重要な役割を果たし、2050年までに英国のカーボン・ニュートラル目標を達成するために、英国における原子力発電容量を増加させることが不可欠であると考えている。

EDF Energyは、CGN（China General Nuclear Corporation）と連携して、サマセットのヒンクリー・ポイント用地においてEPR技術に基づく2基の新規の原子炉（合計容量3.26GW）を建設している。2024年末現在、約12,000人が発電所建設のために現場で働いており、同現場は建設完了までに全国で71,000人の雇用を提供すると予想されている。

サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.26GWのEPRプロジェクトが計画されている。同プロジェクトは、60年にわたり、約6百万の世帯向けに信頼性の高い低炭素電力を生産し、毎年9百万トンの二酸化炭素を削減する予定である。サイズウェルCプロジェクトは、1,500人の徒弟制度の場を提供し、70,000人の雇用を支えることを目標としている。2024年5月、サイズウェルCは原子力発電所用敷地認可を取得し、2025年に最終投資決定が予定されている。2024年12月31日現在、英国政府は同プロジェクトの83.8%を保有し、EDFは残りの16.2%を保有している。

EDF Energyは、新たな技術の探求を可能にする技能および施設の取得を通じて、英国における新たな原子力プログラムを支援し、ネット・ゼロへの道を築いている。

英国のEDFは、顧客の炭素含有量の削減における主導者である

EDF Energyは、2035年目標プロジェクトに沿って、顧客の費用削減および炭素削減を支援するという使命とともに、3.7百万世帯および企業に電力、ガスおよびその他のサービスを供給している。

EDF Energyは、5.8百万の住宅用口座および小企業用口座のKraken Technologiesのプラットフォームへの移行を完了した。これにより、作業手法および内部容量が変更されただけでなく、個々の顧客の利益のための革新的なソリューションの導入が促進された。CB Heating Ltd（EDF Heat Pumpsに名称変更）およびContact Solar（2024年2月に取得）の取得および統合ならびにその他の英国を拠点とするEDFの機能により、顧客は、エネルギーおよび脱炭素化の需要を満たすワンストップショップを有する。これらの取得は、様々な製品およびサービスを通じて市場における効率的な顧客サービスを提供し、より環境に優しく、より安価なエネルギーを提供するという企業目標を支える。2024年6月、EDF Energyは、Opus Energyの中小企業ポートフォリオを取得し、英国におけるメーター数で中小企業セグメント第2位の供給業者となった。

EDF Energyは、英国最大の企業および公共部門向けの電力供給業者である。英国において、EDFは、一丸となって電気モビリティ、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・サービスと混合したメーター等の幅広い脱炭素化ソリューションを顧客に提供している。EDF Energyは、英国における主導的な蓄電池最適化業者であり、PPAを通じた再生可能エネルギーの最大の買い手であり、その卸売市場での能力を他の産業参加者へのサービスとして活用している。

（ロ） EDF Energyの事業

2024年の英国におけるEDF Energyの設備容量および発電量

EDF Energy	2024年12月31日	2023年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (GWh)	45,011	44,755
供給ガス (GWh)	27,124	27,598
住宅用顧客口座数 (千) ⁽²⁾	5,213	5,358
従業員数 ⁽³⁾	12,680	11,588
報告された事故発生率合計 ⁽⁴⁾	0.63	0.72

(1) 最終顧客に提供された電力（N-1年度における計測調整分を含む。）。

(2) 年度末のデータ。

(3) 産休中の従業員を含む期末現在の従業員数。Pod Pointの従業員は含まない。

(4) 報告された事故発生率合計は、1年間に発生した、休業災害、死亡事故、医療処置を要するけが（応急手当を除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。すべての従業員、臨時職員および下請業者の人員を対象とする。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。ヒンクリー・ポイントCの2024年12月末現在の災害度数率（TFA）は、0.05であった（2023年12月末現在は0.086であった。）。

（a） 英国の認可された原子力発電所に適用される規制

以下の規制は、EDF Energyによる原子力発電および英国における新規建設プロジェクトのいずれにも適用される。

規制上の枠組み

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建設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認可を有することを義務付けられている。認可を受けている者はまた、複数の認可条件に準拠する必要がある。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認可である開発同意命令（DCO）のコンセプトを制定した。DCOの取得手続には、環境への影響の評価、環境上の軽減対策の実施および一定回数の公開討議の開催が含まれる。

原子力規制局（ONR）

英国においては、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）が、英国の原子力施設に適用される原子力の安全保障、緊急時対策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う。以下の法律がONRによって管理されている。

- ・発電所の労働者その他の安全衛生に対する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認可を取得しおよびその条件を遵守し、原子力責任保険を維持することを義務付ける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安全衛生、原子力施設の安全性および放射性物質の管理と輸送に関するONRの任務を確認した。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年環境認可（イングランドおよびウェールズ）規則および2018年環境認可（スコットランド）規則。2016年の規則は、放射性物質の認可に関する現行の枠組みを規定する。2018年の規則は、環境活動の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に従って活動のリスクを軽減するために必要とされうる措置を評価する際に、リスクを合理的に可能なレベルまで軽減することを要求する。

ONRは、1965年NIA、2013年EAおよび原子力発電所用敷地認可に関する36の条件の下で付与される権限を、監視および法執行体制の基礎として使用している。ONRは、原子力施設の査察、書類の要求および調査の実施を可能にする広範な査察権限を有している。それは、設計の原子力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は申請者に対して認可を付与し、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。具体的には、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認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、規定を承認し、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、取締役に対して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が科される可能性がある。

ブレグジット

EUと英国との間で2021年4月30日付で締結された原子力協力協定（NCA）は、EUが非EU諸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年間適用され、保護、安全およびセキュリティを含む、民生用原子力の分野に関する協力へのコミットメントを定めている。また、核物質および核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。

(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）が燃料取出段階にある。2024年のそれらの合計発電容量は、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。）を有する間接親会社であるLake Acquisitions Limitedの20%の持分を保有している。

原子力発電所の技術

8か所の原子力発電所のうち7か所（ダンジェネスB、ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンBおよびトーンズ）は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）発電所である。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。

原子力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。2024年には、国際原子力事象評価尺度（INES）において、4件のレベル1事象が記録された。
すべての既存のEDF Energyの原子力発電所において、従業員および下請業者が受ける放射線量を管理し、最低限まで削減するために、厳格な手続が実施されている。2024年において、EDF Energyの原子力発電所の従業員が受けた個別線量は平均約0.042mSvであった。2024年において個人が受けた最高線量は4.410mSvであった（年間法定線量の上限は20mSvである。）。

発電所の耐用年数

各発電所の耐用年数は、主に、要求される原子力安全性レベルを満たすための技術的および財政的能力に基づいて決定される。これは、次の稼働期間前の各法定供給停止期間に、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。各停止期間後、原子炉の再開はONRによって事前に承認されなければならない。計画内の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、発電所は10年ごとに、設計ならびに操業上および組織上の安全性に関する、より詳細かつ広範囲にわたる定期審査（定期安全審査（PSR））を受けなければならない。発電所の操業継続のためには、ONRによるこの審査の検証が必要である。サイズウェルB原子力発電所のPSRは、2024年1月にONRに提出され、ONRの決定書は2025年1月に受領された。同決定書において、操業継続にあたって重大な安全上の懸念または課題がないことが確認された。
AGR発電所の設計耐用年数は25年間、サイズウェルBのPWRの設計耐用年数は40年間である。しかしながら、EDF Energyの投資、技術的知識、操業経験および安全経験により、AGR発電所の耐用年数を延長することが可能となった。2024年12月、ハートルプールおよびヘイシャム1の耐用年数を2027年3月まで1年間延長し、ヘイシャム2およびトーンズの耐用年数を2030年3月まで2年間延長することが発表された。EDFがBritish Energyを取得して以来、AGRの平均耐用年数は8年である。
「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 B－原子力発電所の運転目標および／または耐用年数延長目標未達成のリスク（フランスおよび英国）－英国における原子力発電所」も参照。

各発電所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)	
		2024年	2023年
AGR発電所			
ハートルプール	1,185	6.1	7.3
ヘイシャム1	1,060	5.8	6.5
ヘイシャム2	1,240	8.6	7.6
トーンズ	1,200	8.0	8.3
PWR発電所			

サイズウェルB	1,198	8.8	7.7
合計	5,883	37.3	37.3
負荷率(3)		72 %	72 %

- (1) 各原子炉の発電容量は、2024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、発電所自体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。
- (2) 年間発電量は、燃料交換のための供給停止、計画内の供給停止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考慮されない。
- (3) 負荷率は、実際の発電量を、各発電所が当該期間に最大出力で稼働していた場合に得られたであろう発電量で除して算出される。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2024年における原子力発電所の発電量は37.3TWhであり、2023年と比較して横ばいであった。

2023年末のヘイシャム1の蒸気バルブの故障を受けて、2024年にはヘイシャム1およびハートルプール原子力発電所において4基のユニットが操業停止したが、2024年における計画内の供給停止回数の減少により、一部相殺された。

予想操業年数（EDF Energyにより正式に登録され、原子力廃炉当局（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	発表された耐用年数	耐用年数の延長（発表済み）	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	44年	20年	2027年
ハートルプール	AGR	1983年8月	44年	20年	2027年
トーネス	AGR	1988年5月	42年	17年	2030年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	42年	17年	2030年
サイズウェルB	REP	1995年2月	40年	-	2035年

* 改良型ガス冷却原子炉。

放射性廃棄物の管理および廃炉に係る事業

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）。カンブリアのドリッグ地表付近の貯蔵センターを含む処分施設がある。
- ・中レベル廃棄物（ILW）。英国において現在利用可能な処分施設は存在しない。
- ・高レベル廃棄物（HLW）。これは、放射能レベル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る。かかる熱の要素は、このような廃棄物の貯蔵および処分のための施設を設計するにあたり考慮されなければならない。
- ・高放射能廃棄物（HAW）。地表近くに貯蔵することができないHLW、ILWおよびLLWの廃棄物をいう。

LLWおよびHAWに関するEDF Energyの廃棄物戦略は、英国政府およびスコットランド政府による廃棄物の優先的管理原則（減量、再利用、リサイクル、回収）の適用という意向に沿ったものである。一連の保管施設およびリサイクルソリューションの利用は、英国のカンプリアにおけるLLW用の廃棄物保管施設の最適な利用を促進するはずである。現在、英国においては、LLWに関して1つの処分ルートのみが存在する。

HAWは、イングランドおよびスコットランドで国家による長期的な貯蔵ソリューションが展開されるまでの間、EDF Energyの敷地内の安全な専用施設において中期的に貯蔵される。

改良型ガス冷却原子炉からの使用済燃料は、セラフィールドの施設（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、その敷地内で、サイズウェルBの耐用年数中に発生する使用済燃料を安全に貯蔵するための専用の乾式貯蔵施設に貯蔵される。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、将来の英国地層保管施設に送られる。

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、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（NLF）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、使用済燃料および廃棄物の量を継続的に改善および最適化するための方針を実施している。これらは、原子力安全性、持続可能な開発および環境に関する、より広範な会社全体の方針の一部である。

規制上の枠組み

英国における放射性廃棄物の管理

英国において、EDFは、原子力発電所用敷地認可の条件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年環境認可（イングランドおよびウェールズ）規則に基づき認可を受けている原子力発電所用敷地から発生する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、従前汚染防止法によって規制されていたもの、水資源法に基づく排出の認可、洪水リスクの対象となる活動の認可および廃棄物管理に関する認可も対象とする。

放射性廃棄物管理委員会（CoRWM）は、高レベル廃棄物の長期管理に関する勧告を2006年に発表した。これに対して英国政府は、英国における高レベル廃棄物の処分には深部地層処分が最優先の選択肢であることを決定した。かかる決定は、安全な中間貯蔵と組み合わせた、長期的な地層貯蔵を管理するための枠組みを確立するものである。

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、認可を受けている原子力発電所用敷地から発生する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認可の条件35に服する。しかしながら、かかる要件は、廃炉が環境に及ぼす影響およびかかる影響を軽減するための措置の評価を要求する、（廃炉に伴う環境への影響の評価に関する）1999年原子炉規則等の他の法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、次の段階に進む前にONRからの正式な承認が必要となる。ONRは、廃炉の開始または中止をいつでも命じることができ、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。

潜在的な原子力発電所の事業者は、その資金調達による廃炉プログラム（FDP）において、廃炉および廃棄物の管理に関する計画（DWMP）を提出する必要がある。かかる計画は、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財務計画を詳述し、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計画（FAP）を含むものである。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。2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.2.3「廃炉引当金」も参照。

EDF Energyは、一連の契約（再編契約）に調印しており、当該契約は、適格な廃炉費用および契約外債務についてNLFが資金提供を行う方法を定めている。当該契約は、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。民営化後は、EDF Energy Nuclear Generation Ltd.（ENGL）が資金提供しており、同社は、拠出金の合意条件に基づき、四半期ごとに支払いを行っている。2020年、英国政府は、NLFに対して50億英ポンドの拠出金の支払いを追加で行った。

ENGL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。かかる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、EDF Energyの責任の下で燃料取出段階が完了した後は、すべてのAGR発電所をその後の廃炉活動を実施するために英国政府によって指定された原子力復旧サービス（NRS）に移行することを規定している（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.2.1「規制および契約の枠組み」も参照。）。

火力発電およびガスの貯蔵

コッタム発電所は、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、市況の変化および電力生産における脱炭素化への意欲を受けて下された。現在、廃炉作業は順調に進行しており、廃炉完了は2026年を予定している。

ウェスト・バートンAの発電所は、57年間の稼働を経て、2023年3月31日に閉鎖した。かかる発電所の閉鎖の決定は、EDFのカーボン・ニュートラルに対する貢献へのコミットメントに沿ったものである。現在、廃炉作業は順調に進行しており、廃炉完了は2028年を予定している。

2023年に、2つのガス貯蔵施設（ヒルトップ・ファームおよびホール・ハウス）を有するEDF Energy（Gas Storage）Limitedを売却する決定が下され、2024年4月に売却が完了した。

炭素価格

国内最大の低炭素発電事業者として、EDF Energyの収益は、電力の卸売価格の恩恵を受けている。この価格は、化石燃料発電に関連する二酸化炭素排出量に適用される炭素価格の影響を受ける。英国の発電事業者は、英国排出量取引制度（ETS）および2026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つのカーボン・プライシング・メカニズムの対象となる。

（c）顧客

	2024年12月31日	2023年12月31日
顧客への供給電力 (GWh)	45,011	44,755
顧客への供給ガス (GWh)	27,124	27,598
期末現在の住宅用顧客口座数 (千)	5,213	5,358

EDF Energyは、英国の住宅用顧客および企業用顧客に対してガス、電力および関連サービスを供給している。同社はまた、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化も担当している。企業用顧客の規模は、大規模公共事業契約者から小規模民間企業に及んでいる。EDF Energyは、各セグメント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）制度のおかげで、エネルギー効率化設備における英国大手企業である。同社は、エネルギー資産の管理および最適化ならびに電気自動車（EV）、ヒートポンプおよび太陽光発電パネルの販売および利用の容易化等、「供給を超えた」サービスを提供する。

EDF Energyは、スマート・グリッドの参入および利用時間帯に応じた課金を可能にするために、スマート・メーターを導入し、英国のインフラを近代化するというプログラムに引き続き取り組んでいる。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

2024年、EDF Energyは、住宅用顧客に対して、10,522TWhの電力および25,318TWhのガスを供給した。2024年12月31日現在、EDF Energyは、3.1百万の電力顧客口座および2.2百万のガス顧客口座を有していた。2024年の解約率（約9.7%）は2023年（約5%）に比べて増加したが、これはエネルギー価格が段階的に下落し、供給業者がSVT（規制された標準変動料金）に対してより競争力のある料金提供を開始したためであった。EDF Energyの市場シェアは、2023年末における10.1%から9.7%（最新の報告書の日付（2024年10月31日）現在）に減少した。

冬の間、最も脆弱な顧客を支援するために、EDF Energyは、29百万英ポンドの投資を行っており、この金額は3年連続で増加している。このような資金援助は、債務に直面している顧客を支援し、パートナーとの協力の下、最も脆弱な顧客を経済的に、また住宅を暖房および断熱するという面でも支援するものである。EDF Energyは、二者間でも、またEnergy UKセクターの組織における他の供給業者とのパートナーシップにおいても、公的機関および規制当局に対して引き続き強いコミットメントを維持している。これらの組織と連携し、供給業者の強靱性、標準変動料金（SVT）手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。これには、最も脆弱な顧客のための社会福祉料金の導入を提唱することも含まれている。

EDF Energyは、5.8百万の住宅用顧客口座および中小企業用顧客口座のKraken Technologiesのプラットフォームへの移行を完了した。この新しいプラットフォームは、EDF Energyのサービスを顧客のニーズに合わせて革新し、差別化するためのより大きな機会を提供する。顧客および顧客サービススタッフのKrakenへの移行により待機時間が長くなることが予想されるため、2024年7月から9月までに収集されたデータ（最新版）に基づくCitizens Adviceによるエネルギー供給業者の格付では、EDF Energyの順位は全16社の供給業者中13位に下がった。しかしながら、EDF Energyは、2024年12月31日にTrustPilotの格付でEDF Energyが「優れている（Excellent）」（5段階中4.7）を獲得していることが示すように、このシステムによって最高水準の顧客サービスを提供できると確信している。

エネルギー危機の影響

2021年および2022年に高いボラティリティを示したガスおよび電力の卸売市場は、2023年に安定し、2024年を通じてより低水準で推移した。しかしながら、卸売価格および小売価格は依然としてエネルギー危機以前より非常に高く、また、時折の突発的かつ短期的な価格の上昇は、市場の継続的な緊張を示している。

EDF Energyのヘッジ戦略は、需要の減退とボラティリティにより、依然として重大なリスクに直面している。エネルギー危機の間、エネルギー消費は減少し、その回復は依然として不透明である。地政学的な不安定性、特にロシアとウクライナ間の紛争および中東における紛争は、市場のボラティリティと流動性リスクを増大させている。規制変更の可能性は依然としてEDF Energyにとって重大なリスクであり、これは2024年の英国の政権交代によってさらに悪化した。新たな規制は、EDF Energyが料金から収益を生み出す能力または顧客から未収金を回収する能力に影響を及ぼす可能性がある。価格が高止まりする中、エネルギー小売業は住宅用顧客と企業用顧客の両方にとって依然としてセンシティブな問題である。

EDF Energyは、Ofgem、英国政府およびその他の利害関係者と緊密に協力しながら、市場規制改革、およびカーボン・ニュートラル達成に向けて2025年以降に顧客をどのように支援できるかに関する議論に参加している。

規制の改正（消費者向け）

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料金の上限を導入した。当該料金は、当初、過去6か月間の卸売価格の平均に基づいて、6か月ごとに設定されていた。しかし、エネルギー危機への対応の一環として、Ofgemはそのアプローチを見直し、四半期ごとに規定料金の更新を行うようになった。

2024年にはまた、国内の顧客向けのエネルギー価格保証（EPG）に基づく支援が2024年3月31日に正式に終了したことをもって、政府のエネルギー危機への対応の最後の要素も終了した。エネルギー供給業者は、これらの制度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。制度の終了に向けた最終的な調整が現在進行中である。

エネルギー小売市場の強靱性

2022年4月、Ofgemは市場安定化費用（MSC）を導入し、2023年3月末まで、新規顧客に対してより競争力のある料金を提供することを禁止した（顧客獲得専用料金の禁止（BAT））。これらの措置はいずれも、2024年3月まで延長された。

MSCは2024年3月に終了した。MSCは、卸売価格が設定された上限を下回った場合に、新たに国内の顧客を獲得する供給業者が、以前の供給業者に対して補償を行うことを義務付けるものであった。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し、卸売価格が急落した場合に、顧客のためにエネルギーを上流で購入していた企業が不利とならないようにすることを目的としていた。MSCは2022年11月に初めて発動された。

BATの下では、供給業者は、新規顧客のみに向けた期間限定の価格を提供することはできない。これは、既存の顧客も値下げの恩恵を受けるべきであるからである。この禁止令は当初2023年3月まで適用される予定だったが、Ofgemはこれを3回延長しており、現在は少なくとも2026年3月まで継続されることになっている。

これらの措置により、市場を安定させ、供給業者の短期的な行動を回避することができた。卸売価格の下落や既定料金の上限の方針変更とともに、これらの措置により、供給業者は2021年および2022年のエネルギー危機によって被った多額なカバレッジ損失を相殺することができた。

ECO 4 および住宅暖房割引

ECO 3 制度は2022年3月31日をもって終了した。2022年夏には、2026年3月31日まで有効な同制度の第4弾であるECO 4 に引き継がれた。ECO 3 と同様に、ECO 4 制度は、大規模供給業者に対して、脆弱な顧客が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。

さらに、政府は2023年に、2026年3月31日まで並行して実施される英国断熱制度（GBIS）を導入した。GBISは、世帯の適用基準を拡大し、ECO 4 の適用基準を満たさない世帯がエネルギー効率化対策の恩恵を受けることができるようにすることを目的としている。2024年、EDF Energyのエネルギー企業義務（ECO 4）および英国断熱制度（GBIS）に基づくコミットメント総額は140百万英ポンドに引き上げられ、2025年にはさらに169百万英ポンドに引き上げられる見込みである。

また、住宅暖房割引（WHD）制度も2025年／2026年の冬季まで毎年実施される。適用対象となる世帯に与えられる支援額は、現在、150英ポンドである。

財政的回復力

Ofgemは、すべてのエネルギー供給業者が、顧客の貸方残高に基づいて十分な流動性を有し、再生可能エネルギー義務（RO）の下での義務を履行できることを確保するために、新しい規則を導入した。EDF Energyおよび類似の供給業者は、住宅用顧客の貸方残高の少なくとも20%を現金として保有し、代表的な事業体のすべての債務を購入した保証または証書によって保有しなければならない。EDF Energyは、これらの要件を完全に遵守している。EDF Energyは、2024年3月に初めての年次コンプライアンス評価を提出し、2025年3月から適用されるOfgemの新たな最低資本要件を満たすことを表明した。

スマート・メーターの方針

英国のエネルギー供給業者は、2021年12月末までにその住宅用顧客および中小企業用顧客にスマート・メーターを設置するための、「すべての合理的な措置」を講じることが要求されていた。

2022年1月より、すべての供給業者に対し、2025年12月末までスマート・メーターの設置を継続することが新たに義務付けられた。この期間中、供給業者は、年間最低設置目標を達成しなければならない。スマート・メーターの設置が顧客にとっては任意であり、切替率が低いことから、これらの目標の達成は非常に困難であった。EDF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中小企業用顧客に、スマート・メーターを供給することに取り組んでいる。しかしながら、同社は2022年および2023年、他の主要な供給業者と同様に優れた業績を上げたものの、設定された最低目標を達成することはできなかった。スマート・メーターを拒否する顧客が増加していることから、この傾向は規制期間終了まで続く見込みである。最近の政権交代およびスマート・メーターに関する現行の目標枠組みの期限が間近に迫っていることは、スマート・メーターの設置を希望する顧客に対するスマート・メーターの迅速な設置に焦点を当てた新たな枠組みを定める機会となる。

2024年、EDF Energyは、274,000個超のスマート・メーターを追加で設置した。2024年末時点では、対象となるEDF Energyの顧客の66%がスマート・メーターを有していた。EDF Energyは、現在までに3.65百万個のスマート・メーターを設置している。

企業用顧客

EDF Energyは、約364,000の中小企業（SME）用顧客ならびに約17,000の産業用顧客および商業用（I&C）顧客（約15,000の中規模の企業用顧客および約2,000の大規模の企業用顧客を含む。）に供給している。また、産業向けおよび商業向け（EDF Business SolutionまたはEBS）事業は、（英国最大のエネルギー契約量を誇る）Crown Commercial ServicesおよびScottish Procurementを含む、複数の大規模な公共部門の顧客にも供給している。

2024年において、企業用顧客部門は合計34.49TWhの電力を非住宅用顧客に供給し、うち2.31TWhは中小企業用顧客に、32.18TWhは産業用顧客および商業用顧客に供給された。EDF Energyは、合計で1.81TWhのガスを企業用顧客に供給し、うち1.21TWhは中小企業用顧客に、0.6TWhは産業用顧客および商業用顧客に供給された。

英国における企業用顧客の市場は約154.4TWhであり、EDF Energyは企業用市場の約21%を占め、取引量では最大の企業用顧客向け電力供給業者となっている。EDFの非住宅用電力市場における供給量は、B2B事業の堅調な成長により、前年比で0.4TWh増加した。

中小企業向け部門においては、主にOpus Energyの中小企業向けポートフォリオの買収により、今年は顧客数が22%増加した。EDF Energyは現在、メーター数では英国の中小企業向け部門において第2位の供給業者であり、E.ONを上回っている。

EDF Energyの中規模の企業向け部門の売上高は再び増加し、同社は顧客サービスを改善し、市場リーダーとしての地位を固めた。同社はガス事業を引き続き拡大しており、2024年末時点で約4,700のメーター・ポイントに供給した。

大規模の企業向け部門においては、対象を限定したアプローチにより、2024年に12社の新規顧客を獲得し、うち2社は100GWhを超えていた。また、36件の大規模の企業向け契約が更新された。EDF Energyは、公共部門の顧客との契約において約15TWhを供給している。

電力購入市場においては、EDF Energyは、Cornwall Insightが発表した最新の業界レポートによると、依然として電力購入契約（PPA）を通じた英国最大の再生可能エネルギー購入者（自社および第三者の発電容量ベース）である。2件の新規陸上風力発電プロジェクトおよび5件の太陽光発電プロジェクトのための7件の新たな企業PPAを含む、401か所の再生エネルギー施設との契約が締結された。

規制の変更（非住宅用顧客向け）

光熱費救済制度および光熱費割引制度

2022年度第3四半期におけるエネルギー価格の高騰を受けて、英国政府は光熱費救済制度（EBRS）を導入した。この制度は、価格高騰の中で、企業による光熱費の支払いを支援することを目的とするものであった。これに関連して、政府は、ガスおよび電力の単価につき割引を行った。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価格の割合の見積額と、現時点で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、政府が保証する基準価格とを比較することで算定される。当初の制度は、2022年10月1日から2023年3月31日まで延長され、その後、光熱費の削減を目的とし、2024年3月31日まで実施された光熱費割引制度（EBDS）に引き継がれた。EBDSの下、企業は、EBRSが規定するようなコストの上限ではなく、卸売価格に対する割引の恩恵を受けた。EDF Energyは、これらの取決めを通じて、合計で約1.1十億英ポンドの政府支援をその企業用顧客に対して提供してきた。この割引は、対象となる顧客の請求額に自動的に適用され、その後、公的機関から回収された。

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は、総利益のボラティリティ・リスクを制限する一方で、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することを目的としている。EDF Energyの専門部署である卸売市場サービス（WMS）は、所定のリスク限度および統制の枠組みの中で、卸売市場に内在するリスクを一元的に管理する責任を負っている。WMS部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間の独自のインターフェースを確保する。WMS部門はまた、EDF Energyのすべての事業体に対し、モデル作成サービスを提供する。また、発電事業者等の第三者に代わって、市場アクセスや最適化サービスの交渉および管理も行う。

電力の供給および販売

2010年4月以降、原子力発電量の20%が、Centricaと締結された契約に従い、既存の原子力発電所の少数株主であるCentricaに売却されている。残りの80%は、Centricaとの契約に定められたものと同じ価格条件で、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、電力先物価格に向けて平準化される。

自己の発電量に加えて、EDF Energyは、主に再生可能エネルギー発電事業者およびコジェネレーションの発電事業者との電力購入契約を通じて電力を調達している。2024年、これらの電力購入量は約8.84TWhに達した。

WMSの柔軟性サービス事業は、卸売サービスおよび柔軟性サービスから収益を得るために、顧客に対し貯蔵（バッテリー等）および小規模発電（高度管理型特殊ガス発電所等）の市場アクセスおよび最適化サービスを提供するものである。同サービス事業は、2024年に、545MWの新規のバッテリー最適化契約を獲得し、合計20MWの既存のパートナーとのバッテリー契約を更新した。また、新たな改良型ガス生産契約により27MWを獲得し、既に締結している30MWの同様の契約を更新した。

2024年の供給量について、EDF Energyは卸売市場において約6.6TWhに及ぶ純買手となり（仕組取引を含む。）、約18.7TWh売却し、25.2TWh購入した。

電気自動車（Pod Point）

EDFは、Pod Pointの株式の54.05%を保有している。

2024年において、Pod Pointは、約28,000台の充電式車両用の住宅用充電ポイントを配備した。これらの販売高は、サプライ・チェーンの問題および生活費危機による電気自動車市場の成長鈍化の中で実現された。現在、EDF Energyは、電気自動車を保有する45,000の顧客を有し（2023年と比較して90%の増加）、うち約15,800の顧客は電気自動車向けの料金プランの恩恵を受けている。

ヒートポンプ（EDF Heat Pumps（旧CB Heating））

2023年、EDF Energyは、大手のヒートポンプ設置業者であるCB Heatingを100%買収した。これは、2022年に同社に対して行われた戦略的投資に続くものである。2024年、EDF Energyは、約1,600台のヒートポンプを販売（総計）し、1,000台を設置した。これは、2024年のCB Heatingの販売高が2023年と比較して約70%増加したことを意味する。この傾向は、ECO制度およびボイラー・アップグレード・スキームの下の調達資金の増加（設置1件当たり5,000英ポンドから7,500英ポンドに増額）によって後押しされている。

ソーラーパネルおよびバッテリー（Contact Solar）

2024年2月、EDF Energyは、大手の住宅用太陽光発電パネルの設置業者であるContact Solarを買収した。EDF Energyは、年間を通じてContact Solarのリード件数を徐々に増やし、2月の買収完了以降、約1,900台の販売（総計）および約1,300台の設置を達成した。

（d） 新たな原子力産業

2016年7月28日にEDF Energyの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、サフォーク地域のサイズウェルにおける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。

ヒンクリー・ポイントC（HPC）

2024年12月31日現在、EDF EnergyはHPCの72.6%の持分を保有しており、残りの27.4%はCGNが保有している。

同様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、極めて重要な産業リスクを有し（現場での作業および生産性、供給事業者による製造、建設工事および試運転に関連する不測の事態ならびに世界市場の緊張）、その結果、プロジェクト終了時に、遅延やコスト超過が生じる可能性がある。これらのリスクに関する詳細は、「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」を参照。

プロジェクトの成果

2024年、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトは以下の一連の経過目標を達成した。

- ・ 1号機－原子炉の建設：原子炉容器の設置。原子炉容器の設置手順は、11月30日から12月3日にかけて実施された。HPCは、ここ30年超で初めて英国で新しく建設された原子炉である。Framatomeが2011年に製造を開始したこの原子炉容器は、500トン超の鋳鉄で構成されており、核燃料を保管することになる。
- ・ 1号機－タービンホール：発電ステーターの設置。Arabelle Solutionsが製造したステーターは、2024年11月17日にベルフォールから現場に運び入れられ、2024年12月17日に設置された。
- ・ 1号機－ディーゼル・プログラム：熱交換器の設置開始
- ・ 2号機－原子炉の建設：格納容器のライナーの第3隔壁の設置。この部品は、格納容器のライナーの3つ目で最後の要素であり、現場で組み立てられ、2024年10月14日に設置された。
- ・ 2号機－原子炉の建設：原子炉プールおよび移送プールの設置

プロジェクト費用およびスケジュール

ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの見直しは、2024年1月にまとまり（EDFの2024年1月23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。）、建設日程および費用の再評価につながった。日程に関しては、現在、この10年間の終わり頃に1号機における発電を開始することが想定されている。検討されているいくつかのシナリオは、以下のとおりである。

- ・ 当該プロジェクトの最初のシナリオは、2029年に1号機における発電を開始するという目標に対応する。この日程は、特に電気機械工場の目標生産性に基づいており、現在策定中の行動計画の実施に裏打ちされている。
- ・ 2つ目のシナリオ（基本のケース）は、これらの行動計画に内在する特定のリスク、これらの施設の建設および試験の日程を考慮し、これによると1号機は2030年に発電を開始する。
- ・ 最後に、当該プロジェクトの複雑性を考慮すると、不利なシナリオでは、1号機における発電開始が2031年になる（すなわち基本のケースより12か月超遅くなる）可能性がある。

最初の2つのシナリオでは、プロジェクトの完成に係る費用は、状況により、31十億英ポンドから34十億英ポンド（2015年）と見積もられている。かかる建設費用改定の主な理由は、土木工事の費用と、電気機械フェーズの期間の延長（および他の作業への影響）の2つである。不利なシナリオでは、追加費用は2015年の価値で約1十億英ポンドとなる。

2024年、土木工事と電気機械工事は期待された成果を上げなかった。行動計画が実施され、プロジェクトの費用および期間は上述した最初の2つのシナリオの範囲内に留まっている。

2024年末現在におけるプロジェクト全体に係る建設費用（利息を除く。）（本プロジェクトの完成時の費用に応じてプロジェクト全体について算出される金額である。）は、約26.4十億英ポンド（額面価額）または2015年の価値で21.9十億英ポンドであった。中間利息は、2,245百万英ポンドであった。

2024年末現在、当グループは、主に英国の長期インフレ率曲線の前提の更新に関連して、945百万英ポンドの減損を計上した（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記10.7.2「のれん、無形資産および有形固定資産の減損テスト」を参照。）。

プロジェクトの資金調達

EDFは、2016年9月27日付の国務大臣による投資家協定のサイドレターで、当グループが、2号機の稼働開始前までに、HPCにおける持分を議決権の過半数を下回る水準まで売却する意向がある場合、取引を行う前に政府の同意を求めることを英国政府に約束している。

プロジェクトの総資金需要が株主の当初の契約上のコミットメント（コミットメント持分）を上回ったため、HPCは、株主に対し、2023年度第3四半期からは追加持分を任意で割り当てるよう要請した（任意の持分）。HPCは現在、EDFのみが現在拠出している任意ベースの資金調達を行っている。現在までCGNによる任意の持分提供がなかったため、EDFは、発電所の商業運転開始までの資金需要をカバーするため、様々なソリューションを模索している。CGNは、いつでも資金調達を再開することができる。

原子力規制局（ONR）との協議

ONRは、HPCプロジェクトの綿密な規制監視を継続しており、原子力安全検査局長が担当するテーマ、すなわち原子力施設の安全衛生およびサイバー・セキュリティに対する戦略的アプローチに特に重点を置いている。2024年末現在、1号機の原子炉圧力容器が設置され、かかるフェーズは、ONRの主要な権限に基づく認可の対象となるHPCのホールドポイントを構成するものであった。ONRは、柔軟な認可制度の一環として、2024年7月に、低圧配電盤（LVL）の試運転に異議を唱えない決定を下した。認可条件21（試運転）の遵守を確実にするためのプロジェクトの取決めも今年実施され、LVL配電盤の試運転が可能になった。今後、HPCプロジェクトが現場での燃料供給段階に向かうにつれて、ONRはさらに多くの活動を認可する予定である。ONRは、2022年に発生した2件の異なる安全事故を引き続き調査している。1件は2022年11月に発生した死亡事故、もう1件は2022年8月に発生したプレハブ異形鉄筋ケージが作業員に落下した事故である。HPCは引き続き両方の調査に協力しており、2024年9月に死亡事故に関する自主声明をONRに提出した。2024年12月には、プレハブ異形鉄筋ケージの事故に関する追加の自主声明が提出された。

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、2015年10月に差額決済契約（Cfd）の条件を最終決定した。Cfdは2014年10月に、欧州委員会によって欧州連合の国家援助規則に適合すると宣言された。

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の契約と並行して締結され、HPCが署名し、英国政府が全額出資する民間企業であるLow Carbon Contracts Company Limited（LCCC）と呼ばれるカウンターパーティに副署および管理されている契約である。Cfdは、それぞれのユニットの稼働開始から35年間にわたり、契約上の行使価格と市場の基準価格の差額を相殺する金融メカニズムを通じて、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ことを目的とした契約である。

当該ユニットの商業運転開始日以降、発電事業者が市場で電力を販売する際の基準価格が、Cfdが定める行使価格よりも低い場合、発電事業者は差額を受け取る。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。

差額決済契約の主な内容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、シリーズ効果を活用するために有利な最終投資決定がなされた場合、行使価格は、類を見ないEPR技術について被った費用を2件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・プロジェクトについて有利な最終投資決定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連動する。
 - ・メカニズムの行使期間は、35年間である。稼働開始が2029年5月1日より後になる見込みである1号機の遅延および稼働開始が2029年10月31日より後になる見込みである2号機の遅延を考慮すると、35年間の期間は、これらの日付を超える期限の超過に応じて短縮される。
 - ・Cfdにはロングストップ・デットがあり、当該日までいずれのユニットも稼働を開始していない場合、英国政府はCfd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およびサイズウェルC原子力プロジェクトの撤退に関する英国政府とCGNとの交渉の結果を考慮して、ロングストップ・デットは、2033年10月31日から、2036年10月31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（前提条件によって増加したかまたは減少した）費用の見直しのための規定、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）の見直しのための規定が策定されている。
- Cfdにおいて、明示的な販売量に関する保証または年間上限は存在しない。しかし、当該契約は、条項によりシステム事業者による削減リスクからも保護されているため、このプロジェクトは、このような事由に対して契約上カバーされている。

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

稼働フェーズ以降、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。

通貨別では、2025年以降に発生することが予想される17.4十億英ポンドの費用のうち、約15%がユーロ建てである。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、ユーロ／英ポンド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増加し、その結果収益性は減少する。ヘッジ戦略がプロジェクト・レベルで実施されている。

しかしながら、当グループ・レベルでは、英ポンドの下落は、ユーロ建ての資金の必要性の減少、ひいては当グループの負債の減少につながる。HPCプロジェクトへの投資の将来性を長期的に考慮し、当グループは、HPCへの投資における英ポンド高リスクをヘッジするため、先進的な戦略を施行している。

原子力発電所の廃炉および廃棄物輸送のための資金調達プログラム

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。原子力事業者に適用される規制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、英国サフォーク地域のサイズウェルに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。サイズウェルCは、総容量3GWとなり、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、ならびにあらゆる側面において完全な英国のサプライ・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見通しが改善するはずである。

2023年12月31日現在、サイズウェルCは当グループの財務書類に完全に連結されていた。2024年12月31日現在、EDFは以下の進展により、Sizewell C (Holding) Ltdを支配していない。

- ・持分比率の段階的な引下げにより、EDFはサイズウェルCのガバナンスにおける権限を失った。
- ・サイズウェルCのために、意思決定と発電所建設の指揮に必要なスキルを備えた（EDFから独立した）リーダーシップチームが設置されている。

したがって、2024年12月31日以降、Sizewell C (Holding) Ltdは、当グループが同社に対して重要な影響力を行使するようになったため、持分法によって会計処理されている。

英国政府によるサイズウェルCの開発支援の決定

エネルギー安全保障・ネット・ゼロ省（DESNZ）は2024年8月、英国政府による支援を反映して、最大5.5十億英ポンドの新規補助金をサイズウェルCの開発に提供することを発表した。秋季予算の発表時（2024年10月）、英国政府は「新たな原子力エネルギーは、英国がエネルギーのセキュリティを確保し、クリーン・エネルギーを生産できるようにする上で大きな役割を果たすとともに、何千もの熟練した質の高い雇用を提供する（<https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024-a-gad-technical-bulletin/autumn-budget-2024-gad-technical-bulletin#:~:text=Investment,The%20government%20has&text=This%20settlement%20provides%20%C2%A32.7,the%20clean%20energy%20superpower%20mission>）」と述べた。

サイズウェルCプロジェクトへの資金提供を行うEDFのコミットメントには上限が設けられている。設定された上限額は2023年末に達成され、EDFは、この上限を超えてさらに拠出する義務は負わない。最終投資決定が下されるまでの間、このプロジェクトは2024年に英国政府によって全額出資され、それにより英国政府はプロジェクトの大株主としての立場を強化した。

2024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83.8%で、残りの16.2%はEDFが出資している。

建設の準備

2025年春に見込まれている最終投資決定に向けて、プロジェクトは開発段階から建設段階へと移行し、建設開始の準備を積極的に進めている。

開発の認可申請に関連してサイズウェルCが行った地域活動に対する資金提供へのコミットメントは、2024年1月15日の現場での工事着工に伴い発効した。主要用地の取得は、2024年3月に行われた。土木工事業者は総力を挙げ、現場での作業が加速している。現場外の構造物（道路、鉄道など）および土工の詳細設計は計画どおりに進捗した。重要な部品および機器の契約は締結されたか、または締結手続中であり、HPC複製の恩恵を確保するため、原子炉容器や蒸気発生器など、いくつかの重要な機器の製造が開始されている。

HPCとの組織化および協力の計画も導入されたか、テストされている。

同意および許認可

2022年7月、英国政府は、開発同意命令（DCO）を承認した。この決定を不服とする裁判所への訴えは、2023年6月および12月に棄却された。2024年1月に提出された、この決定に対するさらなる上訴は、2024年5月に最高裁判所により棄却された。このプロジェクトは、開発同意命令（DCO）の一連の義務を履行しており、その結果2024年の着工が可能となった。

原子力規制局（ONR）は、2024年5月に当該原子力発電所を正式に認可した。

規制枠組みおよびリスク共同負担の仕組み

2022年3月に施行された原子力（融資）法は、将来の原子力プロジェクトの資金調達に規制資産ベース（RAB）モデルを使用することを可能にした。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、実績のある資金調達モデルである。この枠組みにおいて、企業は、規制当局から認可を受け、インフラの提供と引き換えに、消費者に対して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モデルの対象として指定された。英国の電力・ガス規制当局であるOfgemがサイズウェルCに付与した発電ライセンス（RAB）に基づき、プロジェクトは、建設開始時から認可された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。代わりに電力供給業者は、かかる費用を英国の消費者に請求する。

規制当局は、コストを（建設および運営の段階において）回収し、プロジェクトを実施するためのインセンティブ規制の枠組みに投資された資本を補償するために、プロジェクトに対して認可された収益レベルを設定する。RABライセンスの発効までに発生した開発費用は、RABに含まれ、サイズウェルCとLow Carbon Contracts Company Ltd.との間で締結される収益回収契約の締結時に回収される見込みである。

RABモデルに加え、サイズウェルCプロジェクトには、低確率で影響力の大きいいくつかのリスクから投資家および債券保有者を保護するための英国政府による一連の支援パッケージ（GSP）が提供される。RABモデルおよび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、結果として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およびGSPの条件については、現在、英国政府および潜在投資家との間で最終調整中である。サイズウェルCのRABモデルの条件に関しては、2023年11月に正式な討議手続が開始された。サイズウェルCの経済ライセンス案の初期加重平均資本コストを決定する方法論に関する別の討議が、2024年3月に開始された。

発電所建設の資金調達

英国政府は2023年9月、サイズウェルC原子力発電所建設のための追加資金を個人投資家に求めるためのプロセスを開始した。2024年10月、英国政府は、サイズウェルCの資本および債務調達プロセスがまもなく最終段階に入ることを確認した。他の主要な政府の複数年コミットメントと同様に、「プロジェクトの継続に関する最終投資決定は、支出見直しフェーズ2で実施される（<https://www.gov.uk/government/publications/autumn-budget-2024/autumn-budget-2024-html>）」とされ、これは2025年に完了する見込みである。

最終投資決定（FID）

発電所建設の決定は、最終投資決定が承認されることを条件としている。サイズウェルCおよびその株主、EDFならびに英国政府は、以下の条件が満たされることを前提に、2025年に見込まれている最終投資決定に向けて、残りのステップを確定するために協力している。

- ・ RABおよびGSPライセンスの確定を含むプロジェクトの資金調達の確保ならびに個人投資家からの追加資金調達のために進行中のプロセスの完了
- ・ 基本日程およびプロジェクトの完成に係る費用について英国政府と合意していること

最終投資決定へのEDFの関与条件

建設の資金調達に対するEDFの拠出には、以下を含む一定の条件が満たされることを条件とする。

- ・ プロジェクトへの出資比率が最大19.99%であること（金額ベースでの金融エクスポージャーの上限を含む。）
- ・ この種の資産の市場収益率、リスク配分プロファイルおよびEDFの投資方針に沿った、投資家として期待する資本収益率の獲得
適切なリスク配分を損なうことなく、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。（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」を参照。）

最終投資決定に際する株主としてのEDFの資本注入の金額および時期は、まだ承認されていない。

EDFおよびその子会社は、英国EPRの設計、Framatome経由で主要な重機、Arabelle Solutions経由で蒸気タービン、少なくとも最初のサイクル向けの燃料集合体、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。

ブラッドウェルB

このプロジェクトは、2024年において全く進展はなかった。

（ii）イタリア

（イ） EDFグループのイタリアにおける市場および影響力

イタリアは、フランス、英国およびベルギーに並ぶ、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、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、主にイタリアにおいて事業を行っている。

Edisonは、140年を超える歴史を持つ主導的な電力会社であり、この分野における最も古い事業者の1つである。

現在、Edisonは再生可能エネルギーおよび低炭素エネルギーの生産、天然ガスの調達および卸売市場での販売、持続可能なモビリティならびにEdison EnergiaおよびEdison NEXTを通じて、顧客、企業、地域および行政向けの電力、ガスおよび付加価値サービスの販売の分野において、イタリアとスペインを中心に6,000人超の従業員を擁している。当グループは、特に国連の持続可能な開発目標（SDGs）および欧州の脱炭素化政策に沿って、イタリアにおけるエネルギー移行の最前線にいる。

（ロ） Edisonの戦略

Edisonは、持続可能なエネルギー移行における主導的な存在であり、以下の3つの主要な柱に重点を置いた戦略をとっている。

1. 再生可能エネルギーおよび電力網における柔軟性の供給の拡大を牽引すること
2. Edisonのガス事業をイタリアの需要の動向に適応させることで、供給の安定を確保するとともに、グリーンガスの生産を促進すること
3. 付加価値サービスにより、顧客の脱炭素化の取組みを支援すること

これを背景に、Edisonの2030年の主な目標は、再生可能エネルギーの設備容量を2GWから5GWに拡大すること、イタリアのガス販売において20%の市場シェアを維持しながらその供給源を多様化し、ポートフォリオの少なくとも5%をグリーンガスで占めること、4百万件の顧客契約を獲得することならびに大口顧客および行政機関（都市、学校、病院など）のエネルギー移行の取組みを支援するエネルギー効率化サービスの分野において、主導的な存在になることである。

Edisonは、2030年までに、電力生産量の40%を脱炭素化し、産業ポートフォリオにおいてEBITDAに占める再生可能エネルギー、柔軟性および下流部門の活動の割合を、2020年から2022年の平均35%に対して、70%にすることを目指している。この目標は、野心的な投資計画（そのうちの85%は国連のSDGsに沿ったもので、約75%はEUのタクソノミ規則に沿ったものである。）によって達成される。この開発資金は、営業キャッシュ・フローおよび投資適格格付に沿った負債水準によって調達される。Edisonは、2040年までに、イタリアにおける開発のための条件が充足された場合に、二酸化炭素の回収および新たな原子力発電などの再生可能エネルギーおよび新技術をさらに利用し、発電量の90%超を脱炭素化することを目指している。

Edisonの開発の主軸は、より具体的には、以下のとおりである。

- ・再生可能エネルギーおよび柔軟性：Edisonは、二酸化炭素排出量を削減しながら、2030年までに5GWの発電容量を達成するために、水力発電、風力発電および太陽光発電のプロジェクトへの特定の投資を促進し、イタリアにおける発電ポートフォリオを拡大し、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開発を支援するために、追加の貯蔵容量および揚水発電容量といった、柔軟性管理ツールの開発を目指している。
- Edisonは、ガス火力発電ポートフォリオを脱炭素化するために、高い効率性と柔軟性を有する火力発電所ならびに二酸化炭素の捕捉および貯蔵（CCS）システムに注力する意向である。2040年を見据えて、Edisonは、EUの脱炭素目標を達成する上で、原子力エネルギーが重要な役割を果たすと考えている。特に小型モジュール炉（SMR）技術は、電力と熱の両方の生産に利用でき、エネルギー集約型の産業や地域のニーズに非常に柔軟に対応できる。
- ・ガス／グリーンガス：Edisonは、水素ガスおよびバイオメタンなどのグリーンガスのおかげで、柔軟性があり脱炭素化が進んでいるガスのポートフォリオを有していることにより、国のエネルギー安全保障および独立性において重要な役割を維持する。Edisonの2030年の目標は、イタリアにおけるガス需要の20%を満たし続けることであり、グリーンガスはそのポートフォリオの約5%を占める。Edisonは、イタリア市場の需要減少に対応するため、ガスの供給源を地理的に多様化するとともに、柔軟なLNGの長期契約およびグリーンガス（バイオメタンおよび水素ガス）の開発を通じて、長期的なガス・ポートフォリオを調整する。
- ・顧客およびサービス：Edisonの目標は、顧客のポートフォリオを継続的に拡大することで、2030年までに4百万件の契約（B2CおよびB2Bのセグメント向け）を獲得し、すべての顧客（B2C、B2BおよびB2G）向けに、付加価値サービスおよびエネルギー・サービスの先進的なプラットフォームを開発することである。Edisonはまた、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強化を支援することでその基盤の発展を目指している。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。

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、EDFグループのすべての資産の総合管理を提供することおよびEDFの長期ガス供給事業（特に、ガスおよびLNGのパイプラインの調達、契約管理、中長期の最適化ならびに輸送）を展開することが可能になった。

ここ数年、当グループは、エネルギー移行事業に向けた戦略的再編に伴い、ガスのバリュー・チェーンにおける当グループの位置付けを見直してきた。このような状況において、Edisonは、2023年に探鉱および生産（E&P）に係るすべての資産の売却を完了し、2024年7月に、競争手続を経て、Edison Stocaggioの100%の持分をSnam Groupに売却する契約を締結した。

しかし、当グループは、ガス事業の中流部門から下流部門において、引き続き十分なプレゼンスを維持している。

また、当グループは、EDF Tradingの短中期的な最適化スキル、特に世界中の実物市場および金融卸売市場へのアクセスからの恩恵を受けている。

2024年6月、スタンダード・アンド・プアーズは、Edisonの格付をBBB／A-2に据え置き、見通しを安定的からポジティブに変更した。この格付は、EDF SAの格付の見通しに関する同等の変更ならびに引き続き好調なEdisonのパフォーマンスおよび財務実績を反映したものである。ムーディーズによるEdisonの格付けはBaa3であり、見通しは安定的である。

COVID-19以前の状況に近い価格水準に回復し、Edisonの流動性プロフィールが堅調であることを踏まえ、2024年、Edisonは、2022年のエネルギー危機により引き起こされた運転資本への深刻な緊張に対応するために、2023年に締結し、SACEが保証した10億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティを解約した。

土地再生に関して、Edisonは、環境修復のために過去3年間にわたり10億ユーロ超の引当金を積み立てた。これらの活動を行うため、高度なスキルおよび能力の拠点として、Edison ReGeaが設立された。

Edisonは、特にイタリア全土の現地コミュニティおよび社会的イノベーションを支援することを目的として、2021年に設立されたEOS財団（Edison Orizzonte Sociale ETS）を通じて、社会的責任の分野でも主導的な存在である。

さらに、Edisonは最近、若手従業員を対象とした「住宅支援」計画を発表した。当該計画では、職場に近く、公共交通機関のアクセスも良好な場所に、家具付きの2部屋あるアパートを借りるための経済的支援が提供される。

最後に、Sustainalyticsが2024年に係るEdisonのESG評価を検討し、2023年に付与された24.9の評価に続き、23（中間リスク）と評価され、ESGリスク管理の質の高さが確認された。これによりEdisonは、Sustainalyticsの方法に基づき格付けられた世界中のユーティリティの3分の1に入ることになる。さらに、Edisonの2024年S&PグローバルESGスコアは、2023年のスコアから9ポイント上昇し、100点満点中54点となった。また、Edisonは、Ecovadisからのサステナビリティ評価の更新を受け、100点満点中88点でプラチナメダルを獲得し、評価対象企業の上位1%にランクインした（2023年は100点満点中75点）。

（ハ） Edisonの事業

（a） 発電

2024年における発電量

Edisonは、7.8GWの設備容量のほとんどを全国に供給しており、イタリアにおける発電量の7.5%を占めている（エネルギー効率化サービスを含むと7.7%であり、当該サービスはEdisonの総発電量20.4TWhに対して0.7TWhを発電した。）。

同社は、発電から発電所の運営および維持管理、ならびに最終顧客への販売までの事業を営む、電力のバリュー・チェーンに沿った統合的な事業者である。

2024年、Edison（エネルギー効率化サービスを除く。）は、イタリアにおいて（2023年の36.4TWhと比較して2.1%増の）37.1TWhの電力を販売し、そのうち17.4TWhは市場から購入し、19.7TWhは生産された（前年比5%増）。2024年におけるEdisonの発電量の増加は、主に降雨量の増加に伴う、水力発電量の増加（3.4TWh、すなわち2023年比46.1%増）によるものであった。この増加は、年間を通して稼働開始した新たな太陽光発電所のプラスの貢献にもかかわらず、2024年にわたる風力発電量および太陽光発電量の減少を相殺して余りあるものであった。

発電所

現在、Edisonの発電所（エネルギー効率化サービスを除く。）は、水力発電所124か所、火力発電所（CCGT）11か所、風力発電所53か所および太陽光発電所60か所で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービンは発電量の72.2%を占める一方で、水力発電は発電量の17.4%、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10.4%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、2023年にマルゲーラ・レヴァンテにおけるCCGT発電所（780MW）、2024年にプレゼンツァーノにおけるCCGT発電所（770MW）といった2つの最先端のコンバインド・サイクル火力発電所の稼働を開始した。かかる2つの施設は、高い柔軟性と効率性を有し（エネルギー効率は最大63%）、環境への影響が少なく、（i）特定の二酸化炭素排出量を現在のイタリアにおける火力発電所の平均から最大30%削減し、（ii）窒素酸化物（NO_x）排出量が同規模の既存発電所よりも60%超低く、かつ（iii）空冷システムの採用により水資源の使用が制限されることを保証する。この2つの発電所は、供給量市場に連動した15年間にわたる75,000ユーロ/MWの固定抛出の恩恵を受けている。これは、イタリアのエネルギー・システムの安全性にとって重要な経過目標であり、再生可能エネルギーの断続的な性質とバランスのとれた柔軟性の高い低炭素発電を確保し、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*））によって設定された国の脱炭素化目標の達成に貢献する。

Edisonは、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ことを目的としている。

2024年、アイドローネ太陽光発電所（41MW）が稼働開始し、ピエモンテに合計発電容量45MWを有する新たな火力発電所が7つ建設され、Edisonは、当該分野において参考企業の1つとなるという目的を確固たるものとした。

Edisonは、開発中（2GW超）および建設中（約400MW）の再生可能エネルギーの大規模なパイプラインを有している。

そのような状況下で、Edisonは最近、アブルッツォにある4つの発電所のリパウリングを開始した。これらの風力タービンの交換により、発電量は倍増する予定である。

Edisonは、重要な投資に関する計画だけでなく、オフテイク電力購入契約（PPA）を通じて再生可能エネルギーへの関心を示している。オフテイクPPAは、市場に新たな再生可能エネルギーを創出し、脱炭素化への道を加速させるための重要な刺激となる。

2024年、Edisonは、仲介業者から固定価格で長期的に電力を購入するためのPPAを締結し、これにより年間平均で50GWhの電力が生産される。かかる発電所は、イタリア北部に設置される。

また、Edisonは、浮体式洋上風力発電所、揚水発電および原子力発電などの野心的で革新的なプロジェクトの開発にも関心を持っている。

6月、Edisonは、イタリアにおける975MWの浮体式洋上風力発電プロジェクトの開発を目的とした特別目的会社に参画した。Edisonは、Wind Energy Pozzallo S.R.L.の50%の持分を取得し、残りの50%をBlunova (Carlo Maresca Group) が保有している。シチリア島の海岸から25km超離れた場所に建設される浮体式洋上風力発電所は、現在、イタリア環境・エネルギー安全保障省 (MASE) の認可段階にある。

水力発電の分野において、Edisonは、いくつかの小規模な水力発電プロジェクトの買収および開発により成長を続けており、ロンバルディア州が開始した入札手続において、コデラ・ラッティ・ドンゴの水力発電委託の再割当に係る入札を行った。また、同社は、Webuildと協力して揚水発電プロジェクトの開発にも取り組んでおり、イタリアの水力発電のサプライ・チェーンの拡大、国のエネルギー自給率の向上および経済発展を目的としている。

2040年に向けて、Edisonは、EUのカーボン・ニュートラル目標を達成する上で、原子力エネルギーが重要な役割を果たすと考えている。小型モジュール炉 (SMR) は、大規模でも安全に導入可能であり、投資を最小限に抑えながら長期的な脱炭素化目標を支援する技術革新である。この点に関しては、2024年にEDF、Federacciai、Ansaldo EnergiaおよびAnsaldo Nucleareが、イタリアの鉄鋼産業の競争力を強化し、脱炭素化を促進するための原子力エネルギーの利用に関する覚書を締結したことに留意すべきである。さらに、Edison、Framatomeおよびミラノ工科大学は、原子力エネルギーに関する科学技術研究および研修に関する提携契約を締結した。

イタリア国外では、Edisonの取締役会が、ギリシャの事業者であるElpedisonの50%の持分をHelleniqに売却する提案を12月に承認した。Elpedisonは、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、膨大な最終顧客ポートフォリオを有している。これにより、15年より前に開始したこのジョイント・ベンチャーが終了し、Edisonは、低二酸化炭素排出事業への成長資金として最大195百万ユーロの資金を得ることできる。当該取引の完了には、管轄規制当局の承認が必要である。

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%およびトレンティーノにおいて水力発電所を持つDolomiti Edison Energyの49%の持分を保有している。

(b) ガス事業

EDFグループはEdisonを通じて、中流部門から下流部門における重要なプレゼンスから恩恵を受けている。

Edisonは、イタリア第2位の天然ガス輸入業者であり、約22%の市場シェアを持つLNGの最初の長期輸入業者である。また、Edisonは、小規模なLNG (SSLNG) の分野においても最初の参入企業である。Edisonは、イタリア市場の需要減少に合わせて長期的なガス・ポートフォリオを調整することにより、イタリアにおける地位の維持を目指している。

Edisonのイタリアにおけるガス供給ポートフォリオは一連の長期契約に基づいている。2024年末現在、Edisonの供給源は、以下のとおりである。

- そのほぼ全量がリビア、アゼルバイジャンおよびアルジェリアからのガス・パイプライン輸入ならびにカタールからのLNGによる約13.4十億m³
- 短期契約を通じて市場で購入された4.3十億m³

2024年のガスの販売量の合計は、2022年および2023年のウクライナ戦争によるストレスから事業活動を再開したことおよびロシアからのガス供給量が大幅に減少したことに関連するリスクにより、(2023年の14.9十億m³と比較して) 17.6十億m³であった。Edisonは、企業用顧客および住宅用顧客の需要を満たすために、その配給事業者 (Edison EnergiaおよびEdison Next) に対して5.8十億m³のガスのグループ内販売を行った。また、Edisonは、4.1十億m³をイタリアにおける火力発電需要 (Edisonが所有する発電所の需要を含む。) に、7.7十億m³を卸売市場に供給した。

2024年は、ロシアからのガス輸入はなかった。

Edisonおよび米国のLNG供給業者であるVenture Globalは、2017年9月にLNGの輸送に関する20年間の契約を締結した。その契約にもかかわらず、Venture Globalは、施設における技術的な問題を理由に、Edisonへの納入を開始していない。その結果、Edisonは、Venture Globalに対して、契約違反について、ロンドンにあるロンドン国際仲裁裁判所において仲裁手続を開始した。

Edisonは、グリーンガスの割合を増やし、ポートフォリオを多様化するとともに、顧客の脱炭素化の取組みを支援している。

当グループは、生産から販売に至るまで、総合的なバリュー・チェーンを有するイタリアのバイオメタンの分野における主要企業の1つであり、ガス・ポートフォリオの0.5%をグリーンガスが占めている。当グループは、8か所のバイオガス／バイオメタン発電所を有し、そのうち3か所が稼働中、4か所が認可中、1か所が建設中である。Edisonは、2018年に国内で最初の発電所を建設して以来、バイオメタンを生産現場から輸送部門に再販売することで、生産業者がバイオメタンを長期的に販売できるよう支援してきた。

2024年11月、Edisonは、Kanadevia Inovaと農業廃棄物から生産されるバイオメタンの回収に関する長期契約（15年間のバイオメタン購入契約（BPA））を締結した。Kanadevia Inovaはバイオメタン発電所を建設し、Edisonはその生産物をエネルギー消費顧客に販売する。

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2 3（2）⑥（ii）（ロ）ガス資産およびプロジェクトーインフラ」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プロジェクト、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。また、このパイプラインは水素の輸送にも適しており、エコロジーの移行のニーズにも対応する。当該プロジェクトは、EUの共通利益プロジェクト（PCI）のVIリストに含まれている。
- ・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m³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。

またEdisonは、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m³）を利用することができ、これを利用してカタールからLNGを輸入している。

EdisonにとってLNGは、イタリアのガス網の需要を満たすだけでなく、トラック輸送および海上輸送の脱炭素化における同社の役割も果たす戦略的ベクトルである。2021年、Edisonは、（PIRおよびScale Gasとのパートナーシップとともに）ラヴェンナにおける20,000m³の小規模貯蔵庫およびその供給専用のLNG船の建設および稼働開始を通じて、小規模LNG専用の初の統合ロジスティクス・チェーンを構築した。2024年7月、Edisonは、当該LNG船「ラヴェンナ・クヌートセン」を、アドリア海で初の船舶間のLNGバンカリング作業に使用した。

持続可能なモビリティ市場での地位を確立するために、Edisonは、プリンディジにさらなる施設を開発中であり、貯蔵施設に2回目の供給を行い、新興のLNGバンカリング市場への参入を可能にする2隻目のLNG船の就航を目指している。

（c）販売およびマーケティング

Edison Energiaは、合計15.4TWhの電力を最終顧客に販売し、2023年と比較して11.9%増加した。電力販売量は、B2C向けに4.3TWh、B2B向けに11.1TWhであった。Edison Energiaは、合計5.8十億m³のガスを最終顧客に販売し、2023年と比較して12.1%増加した。ガス販売量は、B2C向けに0.6十億m³、B2B向けに5.2十億m³であった。

Edison Energiaは、Edisonグループの企業であり、住宅用、小企業用および大手の企業用顧客向けに電力およびガスを販売している。当グループはまた、社内設備の保護のための幅広い修理、設置、維持管理および保険商品を通じて付加価値サービスを提供している。

2024年、Edison Energiaは、堅調な本業の成長ならびにイタリアの規制当局であるエネルギー、ネットワークおよび環境規制機関（ARERA）が実施したB2C向けの電力市場自由化の入札を通じて獲得した新規顧客の参入により、2.97百万件の企業用、住宅用、中小企業用および付加価値サービス用の契約を締結した（2023年12月31日現在と比較して+37.9%）。Edisonは、2023年に発表した2030年までに4百万件の契約獲得という目標に向けて、勢いを加速している。

2024年9月、Edison Energiaは、個人住宅の管理のための革新的なB2C向けプラットフォーム「リソルベ（Risolve）」を開始した。これにより、Edison Energiaは、住宅に関する緊急事態への対応からソーラーパネルやヒートポンプの設置、暖房および空調システムから電気モビリティ、保険から消費量のモニタリングに至るまで、住宅用サービスのプラットフォームで従来の電力およびガスの供給サービスを補完している。当該プラットフォームにはWi-Fiのサービスも含まれている。消費者は、Edison Energiaを、すべての住宅用設備の信頼できるパートナーとして、また、全国に広がる2,000人超の技術者および1,000店舗を超えるネットワークにより、24時間年中無休で対応できる住宅用サービス管理の唯一のパートナーとして利用することができる。

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。

- 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。物理的チャネルは、新たな電力およびガス契約の供給源であり、付加価値サービスに関連するサービス提供業者である。2024年、Edisonのイタリア国内における販売拠点は1,000を超えた。
- Edisonは、デジタルでのやり取りを増やし、顧客が（デジタル・プライベート・エリアおよびアプリを通じて）消費量を把握し、契約を自己管理できるようにした。さらに、デジタル販売チャネルは過去4年間で大幅な成長を記録しており、顧客習慣の変化およびオンラインとオフラインの両方の販売を促進するデジタル・プレゼンスの重要性を裏付けている。
- Edisonはまた、電話チャネルを通じたアフターセールス管理にも力を入れており、質の高いカスタマーケアならびに付加価値サービスサポートを提供するサービスおよび引渡しの専用問合せセンターを備えている。

コンドミニウムおよび共同コミュニティの両方を含むエネルギー自家消費コミュニティは、エネルギー効率化および電化を加速させる手段の1つである。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。

B2Bに関して、Edison Energiaは、引き続き開発を行い、Veralliaと電力購入契約（PPA）を締結し、Rete Ferroviaria Italianaとの再生可能資源による電力供給に関する入札を落札した。

さらに、持続可能なモビリティにも力を入れており、電気モビリティを支援し、従来の燃料からより持続可能な燃料への転換を奨励している。Edison Energiaは、軽車両および大型車両向けのガソリンスタンドの開発および運営ならびにガソリンスタンド、物流会社、運輸会社および地元の公共交通会社への天然ガスおよびLNG（バイオメタンおよびバイオLNGの形態を含む。）の供給の両分野で活動している。

2024年、Edison Energiaは、TUA（Trasporto Unico Abruzzese）との間で地域バスへのバイオメタンの供給に関する契約を締結し、LC3 Trasportiとの間で貨物輸送車両へのバイオLNGおよび再生可能資源による電力の供給に関する契約を締結した。

（d） エネルギー・サービス

Edisonは、Edison NEXTを通じて、B2BおよびB2Gの顧客のエネルギー・サービスおよび環境サービスの管理を行っている。

Edison NEXTは、革新的なサービスおよびソリューションの独自のプラットフォームを活用し、エコロジーの移行の実現に向けて顧客（企業、第三次産業および行政）をサポートすることに熱心に取り組んでいる。同社は、イタリア、スペインおよびポーランドで活動している。

主なサービスには、コジェネレーション／トリジェネレーション発電所、太陽光発電所、産業用火力発電所、暖房、換気および空調（HVAC）設備、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持続可能な自家発電装置の設計、設置および管理が含まれる。サービスの範囲は、エネルギー監査（法律に基づく）、環境安全保障の管理、ホワイト証明の管理ならびにエネルギー認可証およびインセンティブに関する手続の管理などのコンサルティング業務によって完成する。移行ソリューションは、顧客のニーズに基づいて設計され、プロジェクトは多くの場合、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。

以下は、Edison NEXTが、エネルギー移行への道を進む工業企業をどのように支援しているかの例である。

- ・AFV Beltrame Groupと、データ・サイエンス・モデルを用いてエネルギー消費の監視、管理および最適化を可能にする革新的なエネルギー・インテリジェンス・プラットフォームを通じた、同社のイタリア国内外の発電所におけるエネルギー消費の監視に関する5年間の契約を締結。
- ・カリアリ近郊のBekaertの施設で6.1MWの太陽光発電所を開発。この契約には、かかる発電所のパフォーマンスを監視し、長期間にわたって高パフォーマンスを確保するための維持管理およびエネルギー管理も含まれている。
- ・Iris Ceramicのためのグリーン水素および生産システムの開発。
- ・トレチェンタ（ロヴィーゴ県）における産業用再生可能エネルギー・コミュニティ（CER）の開発。これは、7つの屋上太陽光発電システムを備えた、初の産業用CERである。これにより、会員には、インセンティブ料金やエネルギー消費量の大幅な節約といった経済的利益および二酸化炭素排出量の削減といった環境的利益の両方が保証されることになる。
- ・トリノ県における再生可能エネルギー・コミュニティ（CER）の開発。これは、アルピニャーノの地域の熱供給施設に建設された太陽光発電所から恩恵を受けている。
- ・Michelinのクーネオ工場の脱炭素化の取組みを支える熱電供給施設の設置。この最先端の23MWeの設備により、年間の二酸化炭素排出量を18,000トン削減できる。

新しい太陽光発電所の建設に関する契約は、2023年の137.3MWから、2024年末現在は186.5MWに増加した（+35.8%）。

産業分野および第三次産業分野の顧客を対象とするイタリア市場におけるEdison NEXTの発展をさらに支援するため、2024年11月、Edison NEXTとIntesa Sanpaoloは、同行の顧客向けに再生可能エネルギーの利用を促進し、エネルギー消費の脱炭素化の道筋を構築する契約を締結した。

Edison NEXTおよびIntesaは、ニーズを把握し、ソリューションの設計を支援することで、それぞれの能力を活かし、脱炭素化ソリューションの実施において企業を支援する。

また、Edison NEXTは、公共照明および建物向けエネルギー・サービスから都市再生までのサービスを含む、コミュニティ、地方および公共機関の脱炭素化を支援する幅広いソリューションを提供している。現在、Edison NEXTは、300超の自治体を支援し、約1.3百万の公共照明ポイントを管理している。

地域社会の脱炭素化を支援する取組みの一環として、Edison NEXTは、再生可能エネルギーによる地域の熱供給システムの開発にも取り組んでいる。地域の熱供給ネットワークから供給される熱量は、59.5%増加して124.6GWhとなり、これは、2023年度下半期中に実行されたPrometheus Energia Srlの買収にも起因する。

Edison NEXTはまた、企業および自治体による統合ソリューション（例えば、水素製造、水素燃料スタンド、電動モビリティ充電スタンド）の開発を支援することで、持続可能なモビリティ（電動モビリティおよび水素モビリティ）の開発にも取り組んでいる。

- ・その一例として、2024年、Edison NEXTおよびミラノの空港を運営するSEAは、物流を脱炭素化するため、マルペンサ空港内のカーゴ・シティに、グリーンな水素燃料スタンドを開発するための協力を開始した。水素モビリティは「ゼロ・エミッション」であるため、二酸化炭素排出量を大幅に削減できる。
- ・Edison NEXTはまた、ヴェネツィア、ヴェローナおよびピアチェンツァ近郊に6か所、ヴェルチェッリ、フロジノーネおよびフォッジャ近郊に3か所の水素燃料スタンドを開発している。これらは主に、交通量の多い地域のトラックやバスに使用され、TEN-T（欧州横断輸送ネットワーク）のルートに沿って配置される。
- ・Edison NEXTは、Arcese Groupの物流のために電動モビリティのプロジェクトを実施している。

この背景において、Edison NEXTは最近、イタリアの高速および超高速充電ネットワークをアップグレードするために、欧州連合の輸送向けコネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ（CEF）資金調達プログラムによる5.2百万ユーロおよび「次世代のEU(Next Generation EU)」プログラムによる2.3百万ユーロの資金提供を受けた。

また、Edisonは、欧州における大規模なグリーン水素の生産のための最大規模のイニシアチブの1つである「プッリャ州グリーン水素の谷」に参加している。かかるプロジェクトは、プリンディジおよびターラントに160MWの電解能力を有する2つの工場を建設するものである。この工場が全面稼働すれば、年間約250百万立方メートルのグリーン水素を生産できる見込みである。かかるプロジェクトは、最大370百万ユーロを融資するIPCEI（欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）に選定され、その戦略的な性質を裏付けている。

Stellantisは、Edison NEXTの主要な顧客であり、特にイタリアの生産施設における電気システム、産業用ガス、熱処理および水処理の管理において同社を支援している。2024年中、Stellantisに発行した一部の請求書をめぐって紛争が発生し、Edison NEXTは仲裁手続を開始した。この訴訟手続に並行し、両社は当該紛争を商業的に解決するために二社間交渉も開始した。

ポーランドでは、Stellantisが既存の契約を解除する権利を行使し、資産の買戻しの実行を既に開始しており、当該買戻しは2024年12月31日までに確実に完了する予定である。

(e) 規制業務ーガス貯蔵

2024年、EdisonはEdison Stoccaggioの100%の持分をSNAMに売却する契約を締結した。

Edison Stoccaggioは、チェッリーノ（テラモ県）、コッラルト（トレヴィーゾ県）およびサンポティート&コティニョーラ（ラヴェンナ県）の3つの天然ガスの貯蔵施設を有しており、その合計容量は、年間約1十億m³である。当該取引の完了は、関連する独占禁止当局による認可およびゴールデン・パワー手続に従い閣僚評議会による承認を条件とし、2025年度第1四半期中に行われる予定である。かかる売却は、2030年に向けてエネルギー移行事業への投資に再集中するという当社の戦略計画に沿ったものである。

(iii) その他国外

(イ) 欧州北部

ベルギー

ベネルクス地域（ベルギー、オランダおよびルクセンブルグ）には、独仏および英国の電力網との接点がある。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メタン・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 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が占めるチアンジュ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に基づき）EDFに販売され、EDFはLuminusに対して市場価格で電力を再販売する。チアンジュ1原子力発電所は、引き続き2025年10月1日まで稼働する予定である。

Luminus

2024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。Luminusは、ガスおよび電力供給において約25%の市場シェアを占め、2024年末現在2,251MWの設備容量を有し、ベルギーの発電容量の10%近くを運営している。Luminusの発電量は、2024年に4.2TWhに達した。同社は、2,800人超の従業員を雇用している。

Luminusは、引き続き費用の削減および火力発電所の合理化に注力する一方で、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は、2022年9月23日に永久的に廃炉となり、チアンジュ2は、2023年1月31日に永久的に廃炉となった。2023年度下半期に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、2025年11月から耐用年数を10年間延長するための条件を定めた基本合意書を締結した。

Luminusはまた、ショーB発電所の2つのユニットから100MWの発電容量を保証する原子力発電割当契約を締結している。

Luminusは、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の総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、CRM（容量報酬メカニズム）の下、セランにおいて新たなコンバインド・サイクル・ガス・タービン（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オープン・サイクル発電所に隣接される予定である。この新たな発電所の工事は2022年秋に開始され、新ユニットの稼働開始は2025年度下半期に予定されている。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オープン・サイクル発電所を変換することも含まれている。かかる変換は現在進行中であり、2025年初めに完了する予定である。

上記に加えて、Luminusは、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おり、2024年末現在、Luminusはワロンおよびフランドルにおいて100近くの陸上風力発電所、計295のタービンを所有している。Luminusは、2015年末以降、ベルギーの主導的な陸上風力発電事業者であり、2024年末現在は764MWの風力発電の設備容量を有している。2024年にLuminusは、39MWの総容量を有する12つの風力タービンをさらに建設した。

Luminusは、ベルギーにおいて約2.2百万の顧客向けに、電力およびガスを供給しており、市場シェアの25%を占め、国内第2位の供給事業者である。同社は、マルチブランド手法により、その市場シェアを拡大している。主要ブランドであるLuminusに加えて、同社は、グリーン・ブランドのBoltおよび100%デジタル・ブランドのEnergie.beを展開し、オランダにおいてEnergiekというブランドを立ち上げた。

Luminusはまた、その子会社であるRami Services、DauvisterおよびInsaverを通じて、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。提供される主なサービスは、ボイラーの設置および維持管理、ソーラーパネルの設置ならびに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」サービスの提供である。2024年中、DauvisterおよびInsaverは、それぞれ309のソーラーパネル（1.7MWp）および860のソーラーパネル（5MWp）をB2C顧客向けに設置した。

企業用顧客に対し、Luminusは、パートナー企業（ATS、DauvisterおよびNewelec）と協力し、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が51%およびDalkiaが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。

2024年にLuminusは、特にその子会社であるATSに関連する地方部門を強化し、拡大戦略を継続した。

Luminus Cities（旧Citelum Belgique）は、2020年に始まったワロン地域の高速道路網の照明をLED技術に置き換える工事を完了した。かかるプロジェクトのデジタル面は2025年に完成する予定である。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（官民連携）契約が、2019年に（主契約者であるLuminus Cities、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、現在、運営／維持管理のフェーズに入っている。これにより、エネルギー消費が76%削減され、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。Luminus Citiesはまた、電気自動車の充電ポイント（ACおよびDCの両方）の設置にも事業を拡大している。2024年には、この新しい活動が同社の全事業活動の16%を占めた。

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。ドイツにおける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、原子力エンジニアリングおよびエネルギー・サービスに関連する業務を行っている。

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事業活動を担う。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のオピニオンリーダーとの関係において当グループを代表している。
- 産業およびモビリティ向けに効率的な低炭素水素を提案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。Hynamics Deutschlandは、ドイツ政府の脱炭素化戦略に沿って、再生可能水素の産業用プロジェクトをいくつか開発している。
- EDF Renewablesは、2024年末現在、ドイツにおいて164MWの陸上風力発電による総設備容量を有していた。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—電力購入契約）を行っている。同社は、2MWの電力貯蔵システムのポートフォリオを5つの工業用地に分けて所有し、操業している。同社は、現在建設中または確保済みの、電力貯蔵約15MWおよび太陽光発電約5MWpの総容量を有する約10の新たな敷地を所有している。

- ・EDFグループは、ライプツィヒに拠点を置くドイツの会社であるEnergy2market（e2m）の100%の持分を保有している。e2mは、再生可能エネルギーの生産と地域の柔軟性を集約する事業者であり、約4GWの総設備容量を有する、合計約5,000の分散されたユニットから構成される仮想発電所（VPP）の操業を行い、再生可能エネルギーをドイツ市場に統合している。「第23（2）⑥（i）（ハ）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。これらの商品およびサービスは、顧客に低炭素のオンサイト発電ソリューションを提供し、配電網の管理を促進する。
- ・Framatomeのドイツの子会社は、エアランゲン（バイエルン州）に本社を置いている。3,000人近く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である。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、フィンランドおよび中国におけるEPR原子炉の建設に携わったことがあり、フランスおよび英国におけるEPR原子炉の建設プロジェクトにも関与している。Framatomeは、ドイツにおける電力および水素の貯蔵の新たな事業においても活動的である。Framatomeの子会社であるAdvanced Nuclear Fuels GmbH（ANF）は、欧州市場の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いる。
- ・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、PPAならびにBESS（二次電池電力貯蔵システム）に関する卸売取引にも積極的に取り組んでいる。
- ・独仏の研究センターであるEIFER（EDFとKITによる欧州エネルギー研究機関）は、2002年にEDFとKIT（カールスルーエ工科大学（*Karlsruhe Institute of Technology*））によって設立された。同機関は、産業上の問題に取り組む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。EIFERは、カールスルーエを拠点とし、100人を超える従業員を有する。

主要な投資

- ・EDF Deutschlandは、ドイツ北部で水素関連プロジェクトを開発する会社であるHYPION GmbHの25%の持分を保有している。
- ・EDF Deutschlandはまた、ドイツ北部で水素燃料スタンドを含むガソリンスタンドの設計および運営を行うHYPION Motion Neumünster GmbH & Co. KGの持分の50%も保有している。HYPION Motion Neumünster GmbH & Co. KGは、ノイミュンスターに水素ステーションを所有している。
- ・EDF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。
- ・また当グループは、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23（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、ガス・パイプラインのBEP（*Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft*）の持分の16%を保有している。

デンマーク

EDF Internationalの完全子会社であるEDF Danmarkは、公共照明ならびにインフラの脱炭素化およびデジタル化に焦点を当てた提案の開発活動を進めている。

このアプローチの一環として、EDF Danmarkは、電気自動車の充電スタンドの設置および運営を行う電気モビリティ市場において、自らの地位を築いている。2024年末までに、同社は約1,600の充電スタンドを有していた。

（ロ） 欧州および中央アジア

中央アジア

当グループの火力、水力、ネットワークおよびシステムのエンジニアリングチームはすべて、この地域においてサービスを提供している。

ウズベキスタンでは、2021年末現在、EDF、Nebras（カタル）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年末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の保証によって裏付けられている。発電所の建設は2023年12月に開始し、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）を設立した。同社はまた、特に水力発電や配電に関して、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。

2023年以降、EDFは、ウズベキスタン南部のスルハンダリアの敷地で1,600MWのコンバインド・サイクル・ガス発電所の資金調達、建設および操業を行うための、Stone City Energy（オランダ）、Nebras（カタル）およびSiemens（ドイツ）からなるコンソーシアムに参加している。

（ハ） 南欧諸国

スペイン

EDF International SASは、現在清算中のElcogasの31.48%の株式資本を保有している。Elcogasは、320MWのIGCC（石炭ガス化複合）発電所を保有している。

当グループはまた、企業および地方自治体向けのエネルギー・サービスおよび環境サービスを専門とする現地の子会社、Edison Next Spainを通じて、スペインにおいて事業を行っている。

EDF Tradingは、ロンドンの貿易基盤により、スペイン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。

2024年5月31日、EDFはスペインにおいて11人のチームで事業を展開しているGE Vernovaから、GE Steam Powerの原子力事業を取得した。取得した事業は、米国におけるサービス事業を除く、原子力発電所の従来型アイランド（アラベル・タービンおよび交流発電機を含む。）に関するものである。

EDFはまた、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企業のEDF Peninsula Ibericaを通じて、スペインにおい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。

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、6.6GW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14.6GW近くを管理している。
- エネルギー移行および脱炭素ソリューション。EDFは、Abraxas Power Corpと提携し、3 GW超の風力発電エネルギーを利用したグリーン水素・アンモニア生産／輸出施設であるEVREC（Exploits Valley Renewable Energy Corporation）プロジェクトを開発した。この施設は、完成時には年間最大200千トンのグリーン水素および1百万トンのグリーン・アンモニアを生産する予定である。EDFはまた、Climate Adaptive Infrastructureと提携し、米国の揚水発電（PSH）開発大手であるRye Development Acquisition, LLCを買収した。このポートフォリオには、ケンタッキー州ベル郡にある287MWのルイス・リッジ揚水発電開発プロジェクトが含まれている。完成すれば、米国で30年ぶりに建設されるPSHプロジェクトとなり、炭鉱跡地に建設される最初のプロジェクトとなる。当該プロジェクトは、太陽光発電や風力発電などの送電網における断続的な発電のための柔軟な貯蔵ソリューションとして、8時間の蓄電が可能である。PSHは、電力網の信頼性および安定性を向上させることができる実証済みの長期エネルギー貯蔵オプションであると認められ、米国エネルギー省のクリーンエネルギー実証局は、このプロジェクトに連邦政府の費用負担で最大81百万米ドルの助成金を授与した。

- ・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、Aegis Energy ServicesおよびDalkia US Chiller 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 6 (1) ⑥EDFの研究開発における科学パートナーシップおよび国際的な研究」を参照。
- ・過去60年間、原子力エネルギーは、クリーンで信頼性が高く、低炭素な電力を北米において供給してきた。Framatomeの使命は、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行い、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および過去に操業を停止したものの廃炉には至らなかった再稼働する可能性のある原子力発電ユニットを支援することである。Framatomeはこの市場で大きなシェアを占めており、2023年には米国において775TWh（出典の情報については、DOEの「原子力エネルギーに関する5つの事実／エネルギー省」のリンクを参照。）に達した原子力発電の利害関係者である。「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 原子力発電関連事業：Framatome」も参照。Framatomeはまた、カナダのBruce Powerが操業する原子炉において医療用同位体の製造に関わる、Kinectrics Inc.とのジョイント・ベンチャーであるIsoGen Corp.の50%を保有している。

以下の新たな事業がEDF Pulse HoldingおよびEDF Inc.の子会社によって実施された。

- ・Exaionは、ブロックチェーンの環境に配慮した競争力のあるソブリン・クラウドおよび高性能なコンピューティング・ソリューションを提供している。同社は、カナダにおいて2022年7月に設立した子会社を保有している。
- ・Metroscopeは、産業資産の運用保守のために人工知能ソリューションを開発した。同社は、北米における同社の診断ソリューションの提供およびサポートをするために、米国において2023年9月に設立した子会社のMetroscope Incを保有している。
- ・Nexalisは、エネルギー資産をクラウドに接続するためにEDFが開発したソフトウェア・ソリューションおよびEnterprise SCADA（監視制御・データ取得）システムを提供している。Nexalisは、EDF SAが開発および所有しているGensysソフトウェアのライセンスを活用して、このソフトウェア・ソリューションを第三者市場向けに商品化する。Nexalisは、主に北米市場をターゲットとする。

(ホ) 南米

南米において、EDFグループはブラジル、コロンビア、ペルー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、2024年12月8日に終了する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。マツ・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、342km²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、マツ・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は、2021年10月以降、2,500km離れたCCG Norte Fluminenseに所在するEDF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、EDF NF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容量400MWpの太陽光発電エネルギー
 - ・バイア州で稼働中の容量824MWおよび建設中の容量261MW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1,130MWの3つの火力発電資産および1つの太陽光発電所を運営している。

2024年7月、480MWの容量を有するチリの最大規模の太陽光発電所であるCEME 1が稼働して商業運転を開始し、GM Holdingsのチリのエネルギー部門における主要企業としての地位を強化した。

GMHは現在、CEME 1において、200MWの太陽光発電容量および460MWの蓄電池貯蔵容量を追加で開発しており、これにより発電所の効率が向上し、より一貫性および信頼性のある方法で再生可能エネルギーをチリのエネルギー・システムに供給できるようになる。

さらに、EDFは、チリ南部においてグリーン水素プロジェクトを開発しており、バッテリーおよび揚水発電プロジェクトを含む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、2つのプロジェクトが稼働中である。

- ・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（115MWの容量を有し、2022年には最大175MWに拡大した。）

EDF Renewablesは、風力、太陽光およびバッテリーに焦点を当てた再生可能エネルギー発電プロジェクトの大規模な開発ポートフォリオを有している。

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、当グループのパートナーであるNovum Solarとともに当グループの合弁会社のAmazonas Energía Solarを通じ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二酸化炭素排出量が非常に多い。

2024年末現在、5か所の発電所、すなわちプルス、アタラヤ、サン・ロレンソ、レケナおよびタムシヤクが稼働中である。残りの5つのプロジェクトは、2025年および2026年に着工予定で建設段階を進めている。

2024年、EDF PeruはパートナーであるAC Capitalesとともに、20MWの容量を有する既存のHuanchorの水力発電所を買収した。これによりEDFは、電力卸売市場に参入することが可能となった。

大規模水力発電に関して、EDF Peru SACは、2025年にEPC入札（エンジニアリング・調達・建設）が予定されている、未開発地域における195MWの流込み式水力発電所の水力発電プロジェクトArazaの建設会社の事前資格審査を開始した。

EDF Peru SACはまた、259MWの容量を有する新たな流込み式水力発電所であるChontayacu Alto y Bajoプロジェクトも展開している。

さらに、EDF REは、現地投資会社のNaupac Generación Renovable Peru SACを通じて、同国で事業を行っている。

- ・2021年にNaupac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、2028年までに試運転を予定しているハイブリッド発電所の建設および運営を行う予定である。

・同社は、アレキパ地域に所在し、2028年に試運転が予定されている風力発電所のペスカドレス・プロジェクトを展開している。かかるプロジェクトは現在、認可の手段中である。

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の間で、共同子会社のRefoenergy Villanueva SASを通じて保有する28MWのバイオマス発電所を建設する契約が締結された。建設工事は2023年3月に開始し、2025年6月に予定されている試運転日（COD）に向けて、2024年10月末時点で進捗率約83%を達成した。

2024年末現在、Nitro Energyとの15年間の売電契約が締結され、2件の1MWの太陽光発電プロジェクトの建設が可能になった。これらのプロジェクトは、再生可能エネルギーおよびカーボン・オフセット制度に積極的なスイスの企業Ongresso AGのコロンビアの子会社であるOngresso Energyとの提携により構築される。これらのプロジェクトは、2025年末までに稼働する予定である。

その他のバイオマス発電所も現在開発中である。

最後に、EDF Columbiaは、Ecopetrol SAと共同で、2022年に開始された中規模のグリーン水素製造プロジェクトの開発において積極的な役割を果たし始めている。同社は、Ecopetrolグループ会社のCENITから、同社のガス・パイプラインにおいてグリーン水素と天然ガスを混合することに関するコンサルタント契約を受注した。

(へ) 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、中国および高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、台山のEPRに加え、新規のプロジェクトも進めている。

(a) 中国

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・サービスにおける同国最大規模の外国投資家の1つである。EDFは、主に台山の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3.66GWの純設備容量（EDFの投資額に比例する割合）を有している。

2024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、51.6%がカーボン・フリーであり、中国の全国平均である53.9%を上回った。

EDFグループは、中国の主要な電力会社とのパートナーシップを構築している。かかるパートナーシップは、原子力発電、再生可能エネルギー、水素およびイノベーション全般への協力に新たな可能性を広げるものである。

当グループが晒されるリスクについては、「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」およびリスク要因「1 E－サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性に関するリスク」を参照。

パートナーシップ契約

EDFは、中国の原子力業界における主要な関係者と協力して、当グループの事業に恩恵をもたらす事業を開発している。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、運営および維持管理、エンジニアリング、供給業者および研究開発に関する実施協定により、2014年に補完された。この協定は、2023年4月、フランス大統領のエマニュエル・マクロン氏の訪中時に更新された。

CGNとの間のパートナーシップは最終的に、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によって締結されることにつながった。同日に、英国の華龍原子炉技術の開発を対象とした契約も締結された。

2010年、当グループとChina National Nuclear Corporation (CNNC) 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9月に締結された具体的な付随契約に基づき、フランスと中国における原子力の拡大がネット・ゼロ目標達成にどのように貢献できるかに関する共同の将来に関する調査が実施され、その結果、2024年に「ブルー・ブック」が発行された。EDFとCNNCのパートナーシップ枠組み契約は、2024年5月に5年間更新された。かかる契約は、新しい発電所の建設方法に関する協力協定を含むいくつかの具体的な契約により補完されている。

これらのパートナーシップを発展および深化させるために、EDFはフランスの産業界を巻き込み、中国の原子力産業と連携してグループのプロジェクトを支援しながら、当グループの産業パフォーマンスの向上を支援するための組織を設立した。かかる組織における専門家は、とりわけフランスにおける指針ならびに基準および当グループ独自の原子力安全指針の推進に努めており、当グループの産業事業およびプロジェクトに恩恵をもたらす技術交流の源である。

こうして、原子力機器の設計・建設基準策定団体AFCEN（フランス原子力ボイラー設計・建設・運転監視協会）（EDFが議長）と中国の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共同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、両国の原子力産業間の協力体制の基盤を確立させることである。

EDFはまた、1997年に設立された団体であり、2024年にフランス原子力産業協会GIFENとの緊密な関係を構築してGIFENの中国における代表となった仏中電力協会（PFCE）の議長も務めている。PFCEは、フランスと中国の原子力産業の長年の関係を育み豊かにし、フランスの新たな原子力プロジェクトのために両国の交流を活性化させるべく存在している。

2022年にEDFグループは、低炭素エネルギー共同プロジェクトの開発を目的として、中国の電力グループであるState Power Investment Corporation (SPIC) との間で協力の基本協定を締結した。かかる協定の適用を受けて、2023年4月には、両グループのCEOが具体的かつ革新的な低炭素プロジェクトに関する協力協定を締結した。2024年5月、中国国家主席の訪仏時に、第三国におけるグリーン水素および共同プロジェクトに関する協力協定が締結された。

原子力発電

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（1,000MWの原子炉2基）の設計、建設および試運転を率いた。当社は、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、原子力発電所全体の操業に関して支援を提供している。これらの発電所の試運転以降の実績は、中国における当グループの主要な成果の1つであり、フランス・中国間の協力関係を反映している。

EDFは、広東省台山において2つの1,750MWのEPR原子炉の出資、建設および操業を行うために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd (TNPJVC) の30%を保有している。TNPJVCは、かかる発電所の発電事業者である。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最初で唯一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。

台山の1号機で発生した技術的問題についての結論

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。）。発電事業者であるTNPJVCは、2021年8月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で、密封性の問題の原因は、機械的摩耗によって生じた燃料棒の被覆材の劣化であることが判明した（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。）。これらの同じ点検はまた、燃料集合体と炉心を取り囲む部品との間に、今回は水圧応力に関連した局所的な摩耗現象があることも明らかにした。

徹底的な調査の後、中国の安全当局は、2022年8月15日に送電網に接続され、燃料交換と維持管理のための計画的な操業停止が新たに2023年1月30日に行われるまで、安定的かつ安全な方法で運転された原子炉の再稼働を承認した。この操業停止期間中に、事業者であるTNPJVCが事前に策定した検査プログラムに基づいて、燃料と原子炉の詳細な検査が再び実施された。原子炉は2023年11月27日に送電網に再接続された。

これらの分析および調査から明確な教訓が得られ、今後の他の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の技術規定が定められた。この経験がフラマンビルEPRの稼働開始に与える影響については、「第2-3（2）①（i）（ロ）フランスにおける原子力発電—フラマンビル3 EPR」の「台山から学んだ教訓」を参照。「第3-3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A—EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク—台山EPRに関するリスク（中国）」も参照。

台山EPRによる発電

2024年の台山のEPR原子炉2基の発電量は22.7TWhであり、2023年と比較して52.28%増加した。1号機は、2023年11月27日から3回目の運転サイクルに入っている。2号機は、2024年4月30日から7月5日まで燃料交換と維持管理のための計画的な操業停止を行い、2024年7月5日から4回目の運転サイクルに入っている。2基は安定的かつ安全に運転されている。

中国の原子力発電所に適用される料金の条件

2019年3月20日に中国の国家发展改革委員会（NDRC）は、2021年末まで適用される435人民元／MWhの暫定料金を設定した。その後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。2024年末の時点で、それ以外の兆候は当局から公表されていない（「第3-3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 A—EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク—台山EPRに関するリスク（中国）」を参照。）。

Framatome

Framatomeは35年超にわたり中国で事業を行っており、特に台山発電所の1号機および2号機の設計を担当した。同社は、華龍プロジェクトのために、特定の機器および技術的構成要素（原子炉冷却材ポンプ、原子力計装制御（I&C）、燃料等）を供給している。Framatomeは、FDJV（Dongfang Electric Corporationとのジョイント・ベンチャー）およびCAST（China National Nuclear Corporationとのジョイント・ベンチャー）を通じて、中国において事業を行っている。また同社は、完全子会社であるFramatome Nuclear Services（FNS）を通じても事業を行っている。

Arabelle Solutions

Arabelle Solutionsは27年超にわたり中国で事業を行っている。同社は、原子力発電所の従来型アイランドにおけるタービン発電機集合体の建設サービス（エンジニアリングおよび機器）および維持管理サービス（維持管理および耐用年数の延長）を提供している。これらの世界クラスの原子力タービン・アイランド技術および不可欠なライフサイクル・サービスならびにソリューションは、複数の原子炉タイプ（M310、CPRI000、EPR、API000等）を有する中国の30基超のユニットで使用されている。Arabelle Solutionsは、Central Southern China Electric Power Design Institute（CSEPDII、20%の少数株主）とのジョイント・ベンチャーであるArabelle（Wuhan）Engineering Technology Co., Ltd.を通じて、中国で事業を展開している。Arabelle Solutionsは技術譲渡契約に基づき、Dongfang Electric Corporation（DEC）と中国市場で約20年にわたり協力してきた。

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、2024年12月31日時点の稼働中の総設備容量1,316MW強（純容量792MW）の複数の陸上風力、洋上風力および太陽光発電所における持分を有している。また開発中のプロジェクトのポートフォリオは、数百メガワットに相当する。

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を開発するために設立された新しい子会社で、分散型太陽光発電への多角化を行った。

EDFとそのパートナーであるGuohua（China Energy Investmentの子会社）は、2019年および2021年に、江蘇省の沿岸部における東台IV（302MW）および東台V（200MW）洋上風力発電所をそれぞれ稼働させた。

2023年末、EDF Renewablesは広西省の融水3－4風力発電所（96MW）を稼働開始させた。2024年、EDF Renewablesは甘粛省の金昌太陽光発電所（130MW）を稼働開始させた。同社は広西省の欽南風力発電所（155MW）の建設も継続中であり、2025年の稼働開始を予定している。

エネルギー・サービス

EDFは、三門峽市（河南省）において、65%を保有するジョイント・ベンチャーを通じて、パートナーであるDatangの火力発電所から回収された廃熱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に関する委託契約を締結している。

EDFは、靈宝市（河南省）において、65%を保有するジョイント・ベンチャーを通じて、35MWのバイオマスのコジェネレーション発電所を原動力とする暖房ネットワークを運営している。年末には、EDFと靈宝市のパートナーシップの変更に関する契約が締結された。

三亜市（海南省）において、EDFは冷房ネットワークの建設および運営のために現地のパートナー会社と設立したジョイント・ベンチャーの30%を保有しており、2021年以来、地域のホテル、病院およびショッピング・センターに空調を提供している。

EDFはJinan Energy Groupとの25年間の契約に基づき、2021年から済南（山東省）のビジネス地区における都市空調ネットワークを運営している。

EDFは2009年から中国の公共照明市場で活動し、昆明市（雲南省の省都で人口8.6百万人）の照明180,000灯を管理していた。15年間の委託の終了時、EDFは、2024年12月31日時点でかかる事業を新たな委託事業者に譲渡した。

石炭火力発電

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

EDFグループは、山東省において3つの火力発電所を所有するジョイント・ベンチャーであるSZPCの19.6%を保有していた。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であった。3,060MWの総容量を有するこれらの発電所は、1987年から2004年まで稼働していた。2021年12月31日以降、SZPCは発電ユニットのChina Energy Investment（CEI）Groupへの譲渡を順次開始し始めた。2024年9月にジョイント・ベンチャーを解消する契約が締結され、SZPCの株式は2024年9月30日にChina Energy Investmentに譲渡されることが明記された。CEIへの株式譲渡を完了するための行政手続は、現在進行中である。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、河南省の三門峽2「超臨界圧石炭」発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。かかる発電所は2007年に稼働を開始し、2×600MWの設備容量を有している。数年間の操業後、容量を2×630MWに増やすための改修が行われた。

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、ボイラー内で高温・高圧力レベルを達することが可能となり、結果として従来の発電所に比してより高い効率性（Fuzhouの場合、ほぼ

44%)が得られる。また、燃料消費量および発電量1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量も削減することができる。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、低炭素電力の発電および貯蔵、再生可能エネルギー、水素、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、電気モビリティならびにオープンなイノベーションに関するものである。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への適用に取り組んでいる。中国の研究開発センターは、中国を代表する学術および産業パートナーとの協力ネットワークを確立している。

(b) その他のアジア／太平洋地域

アジア／太平洋地域における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、新たなガス火力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への参加を通じて、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、エネルギー貯蔵、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にも参加している。

EDFのアジア／太平洋地域の国際部門（EDFアジア／太平洋）は東京を拠点としており、1社はラオス（EDFがラオスおよびタイのパートナー会社と共同で1,070MWの水力発電所を所有し、運営している。）ならびに1社はベトナム（EDFが日本のパートナー会社と共同で715MWのコンバインド・サイクル発電所を所有している。）における2つの子会社が営業中であり、さらにインド、オーストラリア、シンガポール、ベトナムおよび日本における現地の開発事務所を設けている。

ベトナム

2024年末現在、EDFは、Mekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.25%の持分を保有している。同社は、715MWのコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所のフー・ミー2.2を所有している（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、外国投資家のみによって出資されたベトナム初の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。2005年、EDFは、発電所のターンキー配電を完了し、現在はMECOが運営を管理している。BOT契約は2025年2月にÉlectricité du Vietnam (EVN) に対して移転される。

EDFは、高効率かつ環境面で最適化されている発電所であり、建設後の耐用年数は20年間であるソンミ1 CCGTプロジェクト（2,250MW）の研究を担当するコンソーシアム（EDF、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%）により構成されている。）を率いる役目に任命された。同発電所の建設予定地は、ホーチミン市の北東部に位置するビントゥアン省である。2018年11月にベトナムの商工省（MOIT）との間でプロジェクト開発の一般的な枠組みを定める覚書が締結され、2020年12月に改訂された。2021年に当該プロジェクトがMOITから「原則的な投資決定」に選ばれた。2025年／2026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、ならびにこの投資決定に必要な委託契約、電力購入契約（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。最初のユニットの稼働開始は2029年後半を見込んでいる。

ラオス

2024年12月31日現在、EDF Investは、Nam Theun 2 Power Company (NTPC) の40%の持分を保有している。NTPC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。

既存のナム・テウン2の貯水池に隣接する揚水発電プロジェクト（500MWから1,000MW）の研究に関する覚書が、2024年10月にラオス政府との間で締結された。

インド

インドにおける原子力事業に関して、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) (c) 国際動向」を参照。

EDFは、インド全土で実施されてい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。2024年末までに1.7百万台を超えるスマート・メーターが成功裏に設置され、EDFは2024年に落札した入札募集を通じて、スマート・メーター3.3百万台のポートフォリオを確保した。

インドにおけるEDFのその他の注力分野としては、水力発電プロジェクト、とりわけ、インドの低二酸化炭素排出量に向けたエネルギー移行の礎となる揚水発電プロジェクトの開発が挙げられる。

EDF Renewablesは、太陽光発電事業および風力発電事業の開発を継続しており、2024年12月31日現在同社は、総容量571MW（純容量459MW）の風力発電および総容量663MWp（純容量331.5MWp）の太陽光発電をインドにおいて運営している。2023年にEDF Renewablesは、グジャラート州のカビニ・プロジェクト（SECI V）において総容量302MWの112のタービンを稼働開始した。EDF Renewablesは、TotalEnergiesとの共同出資子会社であるEDEN Renewables Indiaを通じて、太陽光発電事業の開発を行っている。EDENは、特にラージャスターン州において、太陽光発電プロジェクトの開発を続けている。2024年12月31日現在、390MWの太陽光発電施設および130MWの風力発電施設が建設中である。

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。この事業体は、日本において事業開発活動（水素の輸入、下流における水素の適用、バッテリー等）を行っている。低炭素の水素ベースのプロジェクトは、アジアおよび世界における同様のプロジェクトをサポートするために活用される。

EDFジャパンは、特に日本で開始される入札募集に応じることで、蓄電池事業を発展させたいと考えている。バイオマス燃焼による発電、揚水発電システムの送電または開発および水力発電所などのその他の取組みについても検討中である。

オーストラリア

EDFは、2023年3月にEDF Australia Pacific Pty Ltd.という子会社をオーストラリアで設立した。その開発は、揚水発電システム、送電網および同国のエネルギー移行をサポートするためのその他の革新的なプロジェクトに注力される。

EDFは、ニューサウスウェールズにおける300MWの揚水発電プロジェクトを取得し、ニューサウスウェールズおよびクイーンズランドにおける他の機会も模索されている。またEDFは、オーストラリアの会社であるVastとの間で、グリーン水素および二酸化炭素ニュートラルな燃料の生産による発電プロジェクトの共同出資と共同開発に関する契約を2023年に締結した。

EDF Renewablesは、オーストラリアにおいて現在開発中の約4GWの陸上、洋上および太陽光発電のプロジェクトのポートフォリオを有している。

かかるポートフォリオには、最初の230MWのフェーズの開発が進んでおり、許認可を取得したバナナ・レンジ風力発電プロジェクトが含まれる。建設は2025年度第1四半期に開始される予定である。

1,400MWのNSWニューキャッスル洋上風力発電（NOW）プロジェクトは、2025年度第3四半期に発行される予定の認可申請を行っており、建設は2029年から2030年にかけて開始される予定である。

シンガポール

2018年に設立されたシンガポールの子会社であるEDF HQ Singapore Pte. Ltd.は、スマート・グリッド、電気モビリティ、水素および相互接続の革新的なエコシステムについて、同国の開発の一翼を担っている。

また、EDF HQ Singapore Pte. Ltd.は、アジアの他の子会社向けに（商業的な開発、金融および人材の面で）プロジェクト開発をサポートしている。

2014年にEDFは、6番目の国際研究開発センターであるEDF Lab Singapore Pte. Ltd.（アジア／太平洋ラボ）を開設した。同ラボは、地域における海外子会社のプロジェクトの開発を支援し、当グループにとって将来的に関心のある事項を特定し、当グループの研究開発に対する国際的な認知度の向上に貢献することを目的としている。アジア／太平洋ラボは現在、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研究開発部門によって開発されたマルチ・エネルギー・テストベッドであるMASERAを含む。）
- ・電気モビリティおよび水素
- ・エネルギー市場

ラボは、学界との密接な連携を通じて、部分的にシンガポール当局からの融資を受けている「デカルト（Descartes）」デジタル・エネルギー研究プロジェクトに参加している。このプロジェクトは、25のパートナー大学および5つの産業界の監督者（プロジェクトのデジタル・エネルギー分野の監督者としてのラボを含む。）と連携してCNRSが主導する5年間の研究プロジェクトである。その目的は、重要な都市システム（エネルギー、大気質、交通およびその他のシステム）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である。

（ト） アフリカ

当グループはアフリカ大陸において、エネルギー需要の高い国々を支援することにより、事業を拡大している。当グループは、複数の事業ラインにおいて長期的なパートナーシップを構築しながら、それぞれの地理的地域に適した選択的な事業展開を行っている。

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、アフリカにおいて、20年超にわたり関連する経験を有している。2017年以降、同社は農村地域および郊外地域の顧客に対し、それぞれの需要に応じて手頃な価格の電力およびサービスを提供する革新的な新興企業と手を組んでいる。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。これらのソリューションにより、サブサハラ・アフリカにおける2.5百万人を超える人々が、照明を付け、電力を必要とする様々なサービスにアクセスすることが可能になる。

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おり、現在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、Arabelle Solutions（タービン・オルタネーターの維持管理）と同様、Eskomの主要な供給業者（一般的な維持管理および燃料油）である。
- ・2007年、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、ヨハネスブルグに子会社のEDF Development South Africaを設立した。また当該子会社は、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、アフリカ南部におけるエンジニアリング事業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を目的として、Innowindの84%の持分を買収したことから始まった。2012年に3件（チャバ、グラスリッジ、ワイネク）、2015年に1件（リバーバンク）、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 South Africaは、これらの政府による入札を通じて、複数の重要な契約を獲得した。

2022年度第1四半期にEDFは、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い、2023年11月下旬に財務上の取引が完了し、建設が開始された。

2022年にEDF Renewables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。Envusaは、再生可能エネルギーの発電事業者になると同時に、企業の買い手（アングロ鋳山を含む。）との契約を通じて電力を直接市場に再販するアグリゲーターになることを目指している。

2023年2月、EDF Renewables South Africaは、Envusa入札の一環として合計280MWの風力発電プロジェクト2件（ハルトビーソックおよびウムソボムヴ）および240MWacの太陽光発電プロジェクト1件（モーイプラッツ）に関する財務上のクロージングが成功裏に完了した。稼働開始は2025年半ばを予定している。

2024年12月31日現在、EDF Renewablesは、陸上風力発電にて総容量145MWが稼働中であり、総容量770MWが建設中である。また、太陽光発電にて355MWが建設中であり、蓄電池にて75MWが建設中である。

- ・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。
- ・EDFは、南アフリカの開発業者のMuliloとのパートナーシップにより、南アフリカの独立系発電事業者の二次電池電力貯蔵調達プログラムの第1サイクルとして、合計257MW／1,024MWhの二次電池電力貯蔵プロジェクト（オアシス）を3件獲得した。これらの蓄電設備は、ネットワークの安定性を強化するために使用される。3件のプロジェクトの資金調達は、2024年11月中旬に完了した（EDFの2024年11月20日付プレスリリース「すべてのオアシス1二次電池電力貯蔵システムが財務上のクロージングを完了」を参照。）。2024年12月、EDFは、同プログラムの第2サイクルにおいて77MWのプロジェクトも獲得した。
- ・送電網非接続型部門では、2002年に設立され、EDF Internationalにより65%保有されている会社であるKES（Kukhanya Energy Services (Pty) Limited）が低所得の住宅用顧客向けの太陽光発電キットを販売し、運営している。

モザンビーク

- ・当グループは、1980年代後半以降、モザンビークにおいてエンジニアリング・サービスを積極的に提供している。当グループは、2017年の覚書の締結によって正式なものとなったEDM（Electricidade de Moçambique）との緊密なパートナーシップを確立しており、この覚書は2021年11月に3年間更新された。
- ・2022年7月にEDF International Networks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（AFD）が設立）。プロジェクトは2023年6月に正式に開始し、契約は2025年末に満了となる予定である。中間評価はプラスであった。
- ・2023年5月にEDF、TotalEnergiesおよび住友商事株式会社が構成されるコンソーシアムは、ムファンダ・ヌクワ水力発電プロジェクト（1,500MW）において落札者に選ばれた。2023年12月にコンソーシアムは、地元の利害関係者との間で、共同開発契約および委託契約の原則を定めたマスター契約を締結した。これらの契約は2025年にモザンビーク政府によっても署名される予定である。プロジェクト会社が設立され、初期採用が（特に環境・社会部門を中心に）実施された。EDFはまた、EDMに対し、新たな施設とマプトを結ぶ送電線（1,300km）の開発に関する技術的な支援も行っており、これにはルートおよび技術（高電圧直流／高電圧交流）の選定が含まれる。
- ・EDF CIST（*Centre Ingénierie Système Transport*）は、2025年度第1四半期に開始される予定の新たな全国給電施設の開発においてプロジェクト管理の支援を監督することに関して、EDMとの技術支援契約を獲得した。これは、同国中央部にあるタマネ火力発電所の建設（2022年から進行中であり、2025年に完成予定）に関するGlobelecとのプロジェクト管理支援契約に続く、EDF CISTのモザンビークにおける2件目の契約である。

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、また2012年にEDF Renewables 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）、いくつかの配電機関および事業者と特別なパートナーシップを構築している。事業の分野は、水力発電、火力発電および再生可能エネルギー発電から、電力網および柔軟性ならびに貯蔵資源まで多岐にわたるほか、研修および多軸連携も含まれる。
- ・当グループは、特に再生可能エネルギーの開発に向けた国家戦略の展開を中心に、モロッコのエネルギー構成の脱炭素化に取り組んでいる。かかる戦略は、対象が公的機関の請負業者であるか民間のパートナー、特に産業用エンティティであるかを問わず、2030年までに再生可能エネルギーの設備容量が52%（10GW）に達することを目標としている。
- ・公共請負業者と実施しているプロジェクトは、以下のとおりである。

- －（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ONEEの入札募集の落札後、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、2028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）コンソーシアムとして、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のプロジェクトは、初めて集光型太陽熱発電と太陽光発電を組み合わせた設計の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。MASENとの間では、独自のイニシアチブにより、技術設計を、600MWpを超える設備容量と1,000MWhを超えるBESS（二次電池電力貯蔵システム）を備えた太陽光発電所に変更するための協議が続けられている。これにより、ヌール・ミデルトがEDFによる世界最大のBESSプロジェクトとなる。
- －EDF Renewables Morocco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、モロッコ北部に位置する既存の50MWの風力発電所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。かかる施設は2024年に稼働開始した。
- ・民間請負業者と実施しているプロジェクトは、以下のとおりである。
 - －EDF Marocの独自のチームは2022年以来、モロッコの商業用および企業用の市場向けに「設計、建設および運営」契約または長期「電力リース契約」に基づき、太陽光発電をベースとした自家発電ソリューションを開発してきた。3つのプロジェクトが稼働開始し、その総容量は約5MWpとなった。EDFは、この分野での開発を継続しており、その他のプロジェクトにも選出されている。2025年初頭には、さらに2MWの容量が追加で稼働開始する予定である。
- ・開発フェーズの構造プロジェクト
 - －EDFは、MASENが主導する3つのプロジェクトの入札に応募した。
 - ・ナッシム・ノルド400MW：2件の風力発電プロジェクトの事前審査段階（150MWのコウディア・エクステンションおよび250MWのダール・エクシャウエン）
 - ・ヌール・ミデルト2および3：太陽光発電+230MWacの総注入制限および460MWh（すなわち2時間の貯蔵量）の蓄電池コンポーネントを有するBESSプロジェクト
 - －EDFは、「グリーン水素に関するモロッコ・オファー」の公表後、プログラムの第1段階のために30,000haの土地を保留地として確保する申請を行った。プロジェクトの概算規模は、再生可能エネルギー容量、BESSコンポーネントおよび数百MWの電気分解で構成される。
 - －EDFは、高電圧直流（HVDC）線の建設について関心表明書を提出し、入札参加資格事前審査を申請した。このプロジェクトには、2つのガス遮断効果付き超高電圧避難用変電所、2つのDC/ACコンバーター・ステーションおよび電線1本当たり1,400kmの総送電容量3GWの電線4本の建設が含まれ、2つのフェーズ以内に完成予定である。
- ・グリーンフィールド・プロジェクト：EDFは、託送供給契約（再生可能エネルギー法第13.09条に規定）に基づくか、自家発電を目的として、民間エネルギー市場における数百MWの風力タービンの開発および建設を進めている。

セネガル

当グループは、カフリン・タンバクンダー・ケドゥグの地域をカバーする地方電化委託事業の事業者であるERAの100%の持分を保有するセネガルにおいて、事業を行っている。2021年7月に新電気事業法が採択され、大規模な制度上の変化が進む電力セクターにおいて、電化委託モデルの経済的な持続可能性の問題は、依然として特に料金改定の問題の中核をなす。ERAは規制当局に例外的な料金の見直しを要請したが、これは良好な結果をもたらし、戦略的投資家に対して資本の一部または全部を売却する道を開いた。

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をきっかけに、2014年にカメルーンにおいて事業を開始した。2016年7月に設立されたNachtigal Hydro Power Company（NHPC）は、EDF Internationalによって40%保有されている（その他の株主はIFC（20%）、カメルーン共和国（15%）、Africa50（15%）およびSTOA（10%）である。）。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施設の設計、資金調達、建設および運営のほか、2021年に完成したナハティガルとヤウンデを結ぶ送電線を担当している。2017年

- 4月にNHPCは、2025年初頭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。2024年5月、初となる発電所（60MW）と南部連系グリッドの接続が成功したことで、メガワット時が初めて生産された。2024年後半には5つの発電事業者（総容量300MW）が稼働し、2024年12月末現在、6番目の発電事業者が送電網と接続された。（7つの発電事業者に関する）商業的な稼働開始は、2025年度第1四半期に予定されている。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管理支援契約を結んだ。ナハティガル水力発電施設はカメルーンにとって設計上重要なプロジェクトであり、同国の電力需要の約3分の1を提供する予定である。
- ・サナガ川のキコ・ムブブ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、カメルーン政府とEDFの間で協議が行われ、2021年6月に当該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。2023年9月25日には、EDF Internationalおよびカメルーン政府によって50/50のジョイント・ベンチャーであるKikot-Mbebe Hydro Power Company (KHPC) が設立され、同プロジェクトにとってのさらなる節目となった。KHPCは、キコ・ムブブ水力発電施設の開発、建設および運営を担当する。サナガ川の豊富な水を利用するこの再生可能エネルギーのインフラは、500MWの設備容量を有し、ナハティガル・ダム約100km下流に位置する国内最大のダムとなる。キコ・ムブブ水力発電施設の建設現場は2026年までに工事が開始される予定である。
 - ・EDFグループは、カメルーンにおける既存の配電事業者であるEneoのコンサルタントとして活動を続けている。
 - ・EDFグループは、カメルーンで送電網非接続型事業を展開するために、ソーラー・キットの販売を専門とした会社であり、2023年12月に当グループが買収したUPOWAの支援を受けている。
 - ・EDFグループが保有するコートジボワールの会社であるARICは、30年超にわたって空調、産業用および商業用の冷凍ならびにエネルギー効率を専門としており、2024年5月に中央アフリカにおいて事業を展開するために、カメルーンに子会社を設立した。

エジプト

- ・EDF RenewablesおよびそのパートナーであるElsewedy Electricは、エジプトにおいて2018年より稼働している130MWpのベンバン太陽光発電プロジェクトを共同で開発した。
- ・2024年にEDF RenewablesおよびZero Wasteのコンソーシアムは、フランスの再生可能エネルギー・電力省との間で、グリーン水素プロジェクトの開発のために独占契約（覚書）を締結した。このコンソーシアムは、第1フェーズにおいておよそ20億ユーロの投資を行う予定であり、3つのフェーズの総費用は70億ユーロと推定される。実現可能性の予備調査により、必要となる土地（ラス・ショウケアの再生可能エネルギー発電のための420km²および発電施設のための1.2百万m²ならびに独自の送電回廊）が特定された。
- ・2024年、EDFの火力・送電エンジニアリング・センター（CI2T）は、エジプトの電力システムのための新たな国営の最適化・制御および給電センターの耐久試験を開始した。CI2Tは、プロジェクトの設計および建設段階の期間中の現場監督を担当した。新たなセンターは、電力網をリアルタイムで管理し、既存の制御センターはバックアップとして使用される。CI2Tはまた、2024年においてもエジプトのタルカに拠点を置くナイル・デルタ地域指令センターの設計について監督と審査を継続して行った。同センターは、2025年後半の稼働を予定している。

コートジボワール

- ・EDFグループは、（アフリカ西部で事業を行うコートジボワールの農工業グループであるSIFCAおよび投資ファンドであるMeridiamと共同で）46MWのバイオマス発電所のピオヴェア・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、2019年12月には委託契約が締結された。2022年末に財務上のクロージングが行われ、かつ発電所の建設工事が開始され、試運転は2025年後半に予定されている。特定された4か所の発電所においてプロジェクトを再度実施することを目的として、コートジボワール当局との間で協議が開始された。
- ・2019年、EDF Internationalは、Conergies Group（コートジボワールの子会社ARICおよびマリの子会社RICAの持株会社）の49%の持分を保有する株主となった。同社は、西アフリカの暖房、換気ならびに工業用冷蔵および太陽熱利用冷房における開発とイノベーションにおいて、十分な専門知識を有している。2024年、会社の成長を支援するために組織再編が行われ、EDFはコートジボワールの子会社ARICの経営権（65%）を取得し、西アフリカおよび中央アフリカにおけるこれらの活動の新たな開発手段となった。
- ・2016年に当グループは、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。当グループはまた、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ZECIを設立した。同社は2023年にTEVIAに社名を変更し、2024年末よりEDFによって全額出資さ

れている。2023年1月に当グループは、ソーラー・ポンプ分野において送電網非接続型の提供を補完するために、パートナーであるケニアのSuncultureと50／50のジョイント・ベンチャーであるGreenoを設立した。

ガーナ

ソーラー・キットを販売する会社であり、2017年12月よりEDF Internationalが30%の持分を保有しているZEGHAの開発は、2020年に中止され、同社は永久的に閉鎖されている。

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。Bboxx EDF Togo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行っている。また、2020年にはケニアの会社であるSunCulture（EDF Internationalが間接的な投資持分により所有）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トーゴに支社を設立した。
- ・EDFは、Meridiamとのコンソーシアムを通じて、64MWpの太陽光発電所の資金調達、建設、運営および維持管理に携わるスケーリング・ソーラー・トーゴ・プロジェクトを受注した。このプロジェクトは、COP28サミットの期間中に調印された。資金調達は、2025年度第1四半期に完了し、その直後に建設が開始され、工事期間は15か月間に及ぶ見込みである。

ケニア

- ・2018年7月以降EDFグループは、ケニアの会社であるSunCultureの発展に携わってきた。その目的は、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行うためである。EDFは、SunCultureの親会社であるSavant Groupの13.1%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。
- ・また、2021年に当グループは、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行うBboxx Capital Kenya Limitedの間接持分を取得した。
- ・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おり、現在8MW近くが稼働中である。
- ・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（国際金融公社）ならびにEDFおよびSCATECが設立したコンソーシアムは、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）

2023年末にEDFグループは、（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実施する25MWのバイオマス発電所の開発に関する入札募集に応じた。EDFおよび同社のパートナーであるMontignyは、2024年12月10日に当該プロジェクトに選出された。

ザンビア

2020年にEDF International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う新興企業であるStandard Microgrid Initiatives Limitedの12%の持分を取得し、保有している。

(チ) 中東

EDFグループは、中東において開発、プロジェクトの監視および資産管理業務を行っている。商業的な活動もまた、Dalkiaのサービス事業ならびに火力発電所、送電および水力発電エンジニアリング・サービスを通じて展開されている。当グループは、この地域における事業を網羅するアラブ首長国連邦に拠点を置いている。当グループは、カタールのドーハ、本部の拠点があるサウジアラビアのリヤド、バーレーンならびにアラブ首長国連邦のアブダビおよびドバイにオフィスを有している。直近ではオマーンのマナおよびサララに追加でオフィスを置いた。

中東におけるこれらの開発活動は、EDFグループがエネルギー移行プロセスを支援する政府または民間企業を代理して実施される。今後数年間の課題は、電力のパリユー・チェーン（低炭素発電、電力網、柔軟性）全体にわたって当グループの活動を継続して発展させるために、中東諸国のネット・ゼロ・ビジョンの一部であり続けることである。

2024年において、この地域における以下を含む主要なプロジェクトは、アラブ首長国連邦のアブダビを拠点としている。

- ・3.8十億米ドルのライトニング・プロジェクトの実施。このプロジェクトは、直流高電圧（HVDC-VSC）海底送電システムの開発、建設および運営で構成されており、中東および北アフリカ地域で初となるものである。関西電力株式会社（KEPCO）および九州電力株式会社とのパートナーシップを通じて実施されるこの大規模プロジェクトには、ADNOC（アブダビ国営石油会社）の石油およびガスの洋上生産施設を、アブダビ陸上電力網を通じて提供される、よりクリーンで高効率なエネルギー源に接続することが含まれている。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のこれらの施設における洋上での炭素排出量を30%超削減することを可能にする。同プロジェクトは建設中であり、2026年に配電を予定している。
- ・2021年にEDFおよびMasdarによって設立されたジョイント・ベンチャーであるEmergeは、合計320MWの分散型太陽光発電プロジェクト（稼働中または建設中の100MWを含む。）に関する複数の契約からなるポートフォリオを現在開発している。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おり、このようにして、これらの国々が意欲的なエネルギー移行目標を達成できるよう支援している。
- ・コンソーシアム（EDF RenewablesおよびJinko Power（中国）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。）の一部である、アル・ダフラPV2太陽光発電プロジェクトの稼働開始および運営。2.1GWの設備容量を有し、2023年6月に稼働を開始した同太陽光発電所は、現在世界で最も強力なものの1つであり、年間2.4百万トンの二酸化炭素排出量を回避することができる。
- ・コンソーシアム（EDF RenewablesおよびKowepo（韓国）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Masdarが加わった。）の一部であるアズバンPV3太陽光発電プロジェクトの受注および財務上のクロージング。1.8GWpの容量を有するこのプロジェクトは、2026年初頭に稼働開始する予定であり、年間2.4百万トンの二酸化炭素排出量を回避することができる。
- ・ENGIEとのコンソーシアムを通じた、アブダビにおける公共照明（133,000灯）の改修に向けた稼働開始（第1、第2および第3フェーズ）および作業の継続（第4および第5フェーズ）（ノジュール・プロジェクト）。アル・アインに55,000灯を追加する既存の契約の延長が現在進行中である。

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。

- ・EDF Renewablesは、Masdarおよび顧客のDEWA（Dubai Electricity and Water Authority）とともに、「DEWA III」と呼ばれる太陽光発電所の開発を行った。1,066MWpの設備容量を有する同発電所は、2.4百万トンの二酸化炭素排出量を回避することができる。DEWA IIIの発電により、ドバイの160,000世帯に低炭素電力が供給される。
- ・250MW（1,500MWhの貯蔵容量）の揚水発電施設の建設に関するプロジェクト管理支援契約。ドバイのハッタ山における建設は、顧客のDEWAのためのターンキー契約に基づき2019年半ばに開始された（2025年度上半期に完了する予定である。）。このプロジェクトの総費用は、およそ500百万米ドルである（DEWAによりエクイティ・ファイナンスが実施された。）。
- ・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プロジェクト管理支援契約。2024年6月に引渡しを開始され、2024年12月に受入れが完了した。

その他の主要なプロジェクトは、以下のとおりである。

- ・アラブ首長国連邦において、EDFグループは、NAWAHエネルギー供給業者（Nawah）との長期的な関係の構築を目指している。同社は、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。2018年、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を含む複数の分野を網羅する広範なサービスを提

供することで、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が締結された。FramatomeおよびNawahの間で、維持管理サービスおよびサイバー・セキュリティ・サービスの提供に関する2つの契約が2021年6月に締結された。Framatomeはまた、バラカ・ユニットの維持管理のため、地域の新たな工業力の開発においてENECを支援する。

- ・現在ドーハにおいて、Kahramaa (Qatar General Electricity and Water Corporation) 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効率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完了している。
- ・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（アラブ首長国連邦、カタールおよびバーレーン）ならびに米国を拠点とするUS Chiller Servicesを買収した。この会社は、従業員数330人で、大型の冷房設備の運営および維持管理を専門としている。一方でDalkiaは、エネルギー効率化の分野、冷却ユニット、暖房、換気および空調に関する運営および維持管理、電力システム（産業用および商業用の太陽光発電、公共照明）ならびに脱炭素化における開発を継続している。同社は、複数のプロジェクトを受注し、最近ではアラブ首長国連邦のすべてのチームをドバイを拠点とする1つのオフィスに集約した。Dalkia Middle Eastは、現在4か国（アラブ首長国連邦、サウジアラビア、バーレーンおよびカタール）の地域で450人の従業員を擁している。
- ・一般的に、1995年以来中東（最初はアラブ首長国連邦、その後カタール、バーレーン、エジプト、最近ではサウジアラビア）で活動しているEDFの火力・送電エンジニアリング部門は、現地の電力会社に対してプロジェクト管理支援サービスを行っている。現在、中東における第三者に向けて販売される火力・送電エンジニアリング・サービスのポートフォリオは、約20のアクティブなプロジェクトで構成される。旗艦となるプロジェクトは、燃焼タービン3基の建設（アウアー・プロジェクト）、アラブ首長国連邦の換気トンネル内の超高压ケーブルの接続の強化、およびアラブ首長国連邦とサウジアラビア間の電力相互接続の連結などの管理の支援に関するものである。

サウジアラビアにおける主要なプロジェクトは、以下のとおりである。

- ・EDFは、アマーラ・ツーリズム・コンプレックスの開発業者であるRed Sea Globalとの間で、紅海沿岸に建設中のコンプレックスにおける水および電力施設の開発、設計、資金調達、供給、設置、運営および維持管理を行うことに関する25年間の委託契約を（EDF、Masdar、Korea East-West Power (EWP)およびSuezとのコンソーシアムを通じて）締結した。この送電網非接続型プロジェクトには、太陽光発電所（250MWp）とその蓄電池（770MWh）、バイオディーゼル燃焼エンジン（40MW）、33/132kV変電所、132kV電線（50km）、地下配線、グリーン電力による海水淡水化プラントおよび灌漑用水として再利用する排水処理プラントが含まれる。
- ・EDF Renewablesは、その他の事業者（EDF Renewables、MasdarおよびNesma Renewablesで構成されるコンソーシアム）とのパートナーシップを通じて、サウジアラビアにおける再生可能エネルギー・プロジェクト（その開発、融資、建設および運営で構成される。）のポートフォリオの開発を続けている。サウジアラビアのエネルギー省が実施した入札公募で受注した3つのプロジェクトは、既に稼働中かまたは開発中である。それらのプロジェクトは、設備容量400MWで中東最大の風力発電所であり、2022年7月に商業運転が開始されたデumat・アル・ジャンダル風力発電プロジェクト、設備容量388MWで2022年7月に商業運転が開始された南ジェッダ太陽光発電所および設備容量1.2GWで現在建設中のアル・ヘナキヤ太陽光発電プロジェクトである。
- ・2023年末にEDFは、GCCIA（サウジアラビアのダンマームに拠点を置く湾岸協力会議系統連系局）を代理して、設計、EPC（設計、調達および建設）の入札の発行、EPC事業者の選出およびサウジアラビアとアラブ首長国連邦との間の相互接続補強工事（100kmの架空電線および3基の400kVの変電所の拡張）の監視を行うプロジェクト管理支援契約を受注した。2024年、EDFはまた、サウジアラビアの原子力発電所の統合が電力システムにどのような影響を与えるかを調査するため、政府系機関であるK.A.CARE（アブドラ国王原子力・再生可能エネルギー都市）との間で技術支援契約を締結した。
- ・Dalkiaは、2021年初めにサウジアラビア初の会社を設立し、同地域で非常に積極的に活動している。同社は、リヤドMISK市の新地区における冷却工場の運営に関する10年契約を締結しており、ここにフランス国外で初めてDESC（Dalkia省エネ・センター）を設置した。また、同社はサウジアラビアの政府施設に関するTarshid（パブリック・インベストメント・ファンドが保有する国営エネルギー・サービス会社）との総額50百万米ドルに相当する複数のエネルギー効率化契約を締結した。当グループは現在、サウジアラビアの大規模なプロジェクトにおける冷却工場のBOOT（構築、所有、運営および譲渡）契約に関する入札に現地パートナーとともに参加している。2024年、Dalkiaは、リヤドの冷態生産システムにより中東における最優秀運営・維持管理会社賞を受賞した。

- ・ Emergeは、開発中の約100MWの太陽光発電プロジェクト機会のポートフォリオにより、サウジアラビアにおいて拡大を続けている。Emergeは、電力購入契約への転換を視野に入れ、大企業グループを対象とした2件のフィジビリティ・スタディを行うことが承認された。
- ・ EDFは、2023年10月に総容量3.96GWの2つの脱炭素コンバインド・サイクル発電所プロジェクト、すなわちタイバー2とカスィーム2を受注したコンソーシアム（EDF、*Al Jomaih Energy and Water Co.*、*Ajlan & Bros Co.*および*Buhur for Investment Company*で構成される。）の一員である。財務上のクロージングは完了し、2024年に建設工事が開始された。
- ・ 2023年後半に、EDF、Tractebel EngineeringおよびArteliaで構成されるコンソーシアムが、NESTORという名の揚水発電施設の建設に向けてすべての予備調査を実施するための入札を獲得した。コンソーシアムがかかる契約を受注した後、2024年1月にNeom Energy & Water Companyとのサービス契約が締結された。

オマーンにおける主要なプロジェクトには、以下のとおりである。

- ・ 2023年にEDF Renewablesおよびそのパートナー（EDF RenewablesおよびKowepo (South Korea)で構成されるコンソーシアム）は、オマーンの水および電力生産施設の開発を担当する公的機関であるナマPWPによる入札募集後、マナ1プロジェクトを受注した。このプロジェクトは、容量500MWの太陽光発電所の開発、資金調達、建設および運営を対象としており、2025年3月に稼働予定であり、かつEDF Renewablesにとってオマーン初の再生可能エネルギー構造となる。
- ・ EDFおよびEDF Renewablesは、YAMNAおよびJ-Powerとのパートナーシップを通じて、オマーンのサララ地域における150ktpaのグリーン水素プロジェクトの開発に関するHydromの入札を獲得した。EDFは341km²の土地（期間47年）を受注したコンソーシアム（EDF、JPOWER（日本のオフテイカー）およびYAMNA（グリーンH2プロジェクトの開発のため2022年に創立された英国における新たなプラットフォーム）で構成される。）の一部として、2024年4月に1区画を獲得した。このプロジェクトは、年間最低150ktpaを発電するため、約3.9GWの太陽光発電容量、1.3GWの風力発電容量および2.2GWの電解容量で構成される。開発は2024年5月に開始され、2027年末の投資決定と2030年／2031年までの発電開始を目指している。

イスラエルにおける活動

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2024年末現在、送電網に接続されている総容量616MWpの太陽光発電プロジェクト（35MWの浮体式プロジェクトおよび45MWhのバッテリーと組み合わせた2つの22MWpの太陽光発電プロジェクトを含む。）を運営している。EDF Renewablesは、新たに13MWpの浮体式太陽光発電プロジェクトおよび220MWhの貯蔵容量を含む99MWpの総容量を有する11件の地上式太陽光発電プロジェクトを追加で建設している。国境紛争が続いていることから、イスラエル北部では67MWの風力発電プロジェクトが凍結され、太陽光発電所の建設が数回遅れ、稼働中のプロジェクトにもわずかな影響が出ている。開発活動は継続され、自治体向けの屋上太陽光発電システムおよびキャノピー太陽光発電システム等、いくつかの顕著な成功を収めたが、中でもイスラエルでこれまでに組織された中でも史上最大の再生可能エネルギー入札であるアシャリム3（110MWp）とディモナ（285MWp）の2つの太陽光発電プロジェクトにEDFが選出されたことは、特筆に値する。EDF Renewablesは、これら2つのBOT（構築、運営および譲渡）プロジェクトについて、2026年に建設を開始できるよう、2025年末までにイスラエル国とともに財務上のクロージングを完了させる準備を進めている。同社は、2025年中に約25MWの浮体式太陽光発電プロジェクト、15MWの屋上太陽光発電システムおよびキャノピー太陽光発電システムならびに170MWpの中電圧および高電圧の蓄電池付き地上設置型太陽光発電プロジェクトの建設を開始する予定である。

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最優先に据える規制環境および社会環境において、またレゾナデートルに従い、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極めて幅広い分野で、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、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懸念に応えるものである。

(i) エネルギー・サービス

EDFの提案するサービスは、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、複数の子会社および部門を通じて提供されている。

(イ) Dalkia

Dalkiaは、EDFグループが2014年7月以降99.94%の株主持分を保有する子会社である。同社は、フランスにおいて広範なサービスを提供し、欧州のエネルギー・サービスの主導的な会社である。Dalkiaは、強力な商業的存在感を有しており、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ならびに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、エネルギー消費を軽減することで、顧客のエネルギー移行をサポートするためのオーダーメイドのソリューションを顧客向けに提供している。

Dalkiaは、その子会社を含め、330を超える冷暖房ネットワークおよびフランス国内外で90,000を超えるエネルギー施設を管理している。

2024年にDalkiaは、その顧客の二酸化炭素排出量を4.5百万トン（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4.3百万トン）削減することを可能にした。

Dalkiaならびに再生可能エネルギーおよび低炭素エネルギーの向上

Dalkiaの主要事業は、冷暖房ネットワークまたは産業プロセスのために地域のエネルギー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既存エネルギー源を使用している。

- ・とりわけバイオマス・エネルギー、バイオガス・エネルギー、地熱エネルギー・システム、タラソ・サーマル・エネルギーおよび回収エネルギー（例えば、致命的な熱）等をエネルギー源とした再生可能エネルギーおよび回収エネルギーの利用を通じた再生可能エネルギーの開発は、Dalkiaにとって重要な優先事項である。
- ・Dalkiaは、循環経済型アプローチにより、リサイクル廃棄物からのエネルギー生産を促進しており、これにより化石エネルギーの利用が制限され、その顧客の脱炭素化の目標達成に貢献する。
- ・またDalkiaは、産業用の高温ヒートポンプを含むヒートポンプ等の非化石低炭素ソリューションを支持している。

Dalkiaおよびエネルギー節約

Dalkiaの第2の事業ラインは、主にエネルギー・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、より低い消費レベルのスマート・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改修工事を通じて、エネルギー効率化を促進している。
- ・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・パフォーマンス分析センターの「Dalkiaエネルギー節約センター」におい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。
- ・Dalkiaは、エネルギー効率化の業務、再生可能な熱、ヒートポンプおよび太陽光発電を組み合わせたエネルギー・パフォーマンス契約を開発し、複数のエネルギーによるエコシステムを管理するためにデジタル・ソリューションを統合している。

フランスにおけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Froid Solutions

Dalkiaの完全子会社であり、1,500人を超える従業員を擁するDalkia Froid Solutionsは、産業用および商業用の冷却ソリューションならびにHVAC（暖房、換気および空調）を専門に扱う。同社の目的は、エンド・ツー・エンドの管理プロセス（コンサルタント業務、設計、設置および維持管理）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、顧客向けに設定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り、120人を上回る従業員を擁するDalkia Air Solutionsは、すべての産業部門向けに、圧縮空気、窒素および呼吸用空気システムを使用した包括的な監査、設計、設置および維持管理などを提供している。圧縮空気は、高電力量を必要とする作業流体であり、エネルギー節約となる可能性がある。

Dalkia EN

Dalkia EN (*Expertise Nucléaire*) は、原子力環境に特化した、Dalkia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、約900人の従業員が従事している。

- ・原子力発電所用の非常用予備発電システムならびに冷却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請負業者および建物の維持管理に係る調整

Dalkia Electrotechnics Holding

1,300人を超える従業員を擁するDalkiaの完全子会社であるDalkia Electrotechnics Holdingは、電気工学部門において子会社3社を有している。

- ・HVAおよびHVBの設備、HVAの変圧器ならびに回転機械事業について、主にEDFグループの子会社向けのサービスを行うDalkia Electrotechnics IG
- ・（コンクリート製および金属製の）HVA変電所の製造およびリースを行うDalkia Electrotechnics Fab
- ・民間および公共の顧客のための「サービスおよび工事」に係る事業（HVA変電所、HVAループ、低電圧配電、オートメーション・メカニズム、電気モビリティ、エンジン、公共照明、信号機、ビデオ保護）を実施するDalkia Electrotechnics

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、熱源システムおよび換気システムの運用、保守、管理および建設について、プロジェクトへの参加、プロジェクトに関する提案およびプロジェクトの遂行を行っている。同社は、750人を超える従業員を擁し、7,600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、Dalkia Polska SolutionsおよびDalkia Polska Energia（ポーランド）

- ・Dalkia Polskaは、330人の従業員を擁し、冷暖房ネットワークの管理および最適化から地域のエネルギー資源の利用ならびにビルや産業施設のエネルギー効率化サービスなど幅広いエネルギー・サービスを提供している。
- ・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、カトヴィツェ（ポーランドの上シレジア）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から回収されるエネルギーにおいて、専門技術を有している。

Dalkia UK（英国）

Dalkia Group Limited（英国）は、DalkiaおよびEDF Energyによって共同で保有されており、主要な暖房、換気および空調（HVAC）ならびに電気に係る工事、施設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。Dalkia Group Limited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。Dalkia Group Limitedは、6つの事業体（Dalkia Operations Holding Limited、Dalkia Engineering Holding Ltd、ESSCI Technical Facilities Management Ltd、Dalkia Energy Services Ltd、Dalkia Holding LtdおよびESSCI Ireland Ltd）からなり、4,000人の従業員を擁している。

Dalkia Energy Solutions（米国）

- ・マサチューセッツ州に拠点を置くDalkia Energy Solutionsは、企業および企業用顧客に対して、アドバイザー・サービス、プロジェクト管理支援およびエネルギー効率化業務を包括的アプローチに基づき提供している。
- ・Dalkia Energy USは、US Chiller Services LLCの全株式を2022年6月21日に買い取った。同社は、170人の従業員を擁している（Dalkiaの2022年6月21日付プレスリリース「DalkiaがU.S. Chiller Servicesの会社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は、マサチューセッツ州に拠点を置き、小規模のガス・コジェネレーションの発電所および機器の設計、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（中東）

- ・Dalkia Middle East Energy Company Limited (Saudi Arabia) 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に関する事業を行っている。
- ・（フランスの持株会社である）Dalkia Middle Eastは、Dalkia US Chiller Services（ドバイ）およびDalkia US Chiller Services WLL（カタール）の100%の株式を保有している。これらの会社は、冷却装置ならびに暖房、換気および空調（HVAC）機器の運営および維持管理ならびに作業および修理を専門に行っている。Dalkia Middle Eastは、中東において450人を雇用している。

（ロ） EDF Pulse Holding

イノベーション・アンド・パルス・プログラム部門

EDFグループのイノベーションおよびパルス・プログラム部門（DIPP）には、以下の3つの主要な機能がある。

- ・戦略的枠組み：EDFグループ（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、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一元化し、イノベーション活動における価値創造の指標を定義する。
- ・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
 - －新興企業およびイノベーション・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
 - －当グループの有望な技術に基づく業界初の産業プロジェクトに対して資金提供を行う、EDFパルス・パイロット・プログラム

新興企業、パイロット・プロジェクトおよび投資ファンドに対する投資持分は、EDFが100%出資するピークルであるEDF Pulse Holdingによって保有されている。EDF Pulse Holdingのポートフォリオの発展は、EDFパルス・パイロット・プログラム、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、後者2つ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、当グループの従業員のアイデアおよびノウハウを活用した新しい事業およびサービスを設計し、開発している。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とEDFパルス・ベンチャーとの間の密接な連携により、インキュベートされたプロジェクトは、市場の動向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。

これらの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。

- ・炭素隔離や温室効果ガス排出量の削減に貢献するプロジェクトを展開しているOklima
- ・低炭素電解水素製造および販売プロジェクトを展開するHynamics
- ・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うYxir

EDFパルス・ベンチャー

EDFパルス・ベンチャー・プログラムは、EDFグループ以外で革新的な新規事業および新規ソリューションを特定するためにある。この活動は、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、株式（主として少数株式）を取得することで発展させる。

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のポートフォリオにおける新興企業と当グループ独自の機能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35社および投資ファンド21社に総額540百万ユーロ近くが投資された。

2024年のEDF Pulse Holdingのポートフォリオへの新規追加

Chemdoc Water Technologies

Chemdoc Water Technologiesは、地表水やりサイクル排水から得られる水のろ過、浄化および脱灰を行うためのコンテナ・システムを設計し、組み立てる新興企業である。Chemdoc Water Technologiesは、その膜ろ過モジュールを通じて、脱塩水、超純水、プロセス用水および原料水など、様々な品質の水を供給することができる。4.5百万ユーロの資金調達のラウンドで、EDF Pulse Holdingがこの新興企業の持分を取得した。

NatureMetrics

NatureMetricsは、環境DNA技術（eDNA）を用いた生物多様性の測定および監視を専門とする英国の新興企業である。NatureMetricsは、水、土壌および空気中の生物が残したDNAの痕跡を測定し、特定の地域に存在する種を検出する。25百万米ドルの資金調達のラウンドで、EDF Pulse Holdingがこの新興企業の持分を取得した。

(ハ) 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、中小企業および大企業ならびに地方自治体）を対象としており、調査、建築工事、設備保全、使用管理、投資資金融資ならびに認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流体の消費の管理を支援するため、EDFグループは施設の監視および管理サービスを提供する。その完全子会社であるDatanumiaは、それぞれのタイプの顧客（住宅、企業および地方自治体）がエネルギーのデータを活用することで、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・ソリューションを展開する。

Datanumiaは、とりわけ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、一連のニーズに応じたソリューション（エネルギー・パフォーマンス管理、エネルギー監査およびフランスのサービス部門命令に関するコンプライアンス支援を含む。）を通じて、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は毎日80,000か所からの10百万超のデータ項目を処理している。IoT（モノのインターネット）の専門家として、同社は、毎日60,000超のスマート・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。例えば同社は、EDFと私（EDF&Moi）のアプリケーションにおいて、EDFの顧客が電気およびガスの消費量を監視し、詳細に把握するほか、最もエネルギーを消費する機器を制御するための一連の革新的なデジタル・ソリューションを提供している。このアプリケーションは現在、8百万超の住宅用顧客ユーザーに利用されている。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

2024年10月31日付でSoweeは子会社ではなくなり、EDFの傘下に入った。その結果、現在EDFは、EDFによるSoweeのブランド下で*Station Connectée*スマート・ステーションおよびその関連サービスを市場価格で顧客に販売するとともに、負荷制限管理オプションを提供している。

顧客は、このスマート・ステーションを使用することで、顧客が設置した暖房器具を変更することなく、遠隔で暖房を管理することができる。またスマート・ステーションは、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、降水確率等の日常生活に役立つサービスへのアクセスを容易にする。

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分野を代表する事業者である。IZIVIAは、企業および地方自治体を対象に、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、運転者向け自動車充電サービスの設計、供給、運用および維持管理を対象とする、電気自動車のターンキー充電インフラ（EVCI）を販売しており、金融上のパートナーとともにスーパーマーケットおよびレストランの駐車場用または公道用の独自の充電ネットワークに投資している。

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、28,000の充電スタンドを運営かつ監視しており、市場で最も質の高いサービスの1つを提供している。

IZI Confort

IZI Confortは、EDFグループの完全子会社である。同社は、ヒートポンプ、ガス／石油のボイラー、空調、ヒートポンプ給湯機、機械換気システム等の家庭用の暖房、空調および換気の設備の設置、維持管理および修理を行う。

フランス全土において1,200人近くの従業員を抱えているIZI Confortは、個人、公共および民間の顧客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、75の現地の事務所およびデジタル・チャネルを通じて顧客基盤にサービスを提供し、拡大させている。同社は、EDFのレゾンデートルに沿って、顧客の脱炭素化への取り組みを支援するために、引き続きヒートポンプの販売および維持管理の事業を拡大している。

IZI by EDF

IZI by EDFは、EDFの顧客であるか否かを問わず、個人および零細企業を対象とした低炭素暖房、家庭用エネルギー改修、および電気自動車の家庭用充電のサービスを専門とするEDFのブランドである。

IZI by EDFはまた、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展開している。

・同社は、水源ヒートポンプの販売および設置におけるリーダー的存在である。

- ・同社は、2022年末にLes ECO-Isolateursグループを取得したことによる、ドアおよび窓の交換、屋根裏や床の断熱、換気および外壁の断熱を含む住宅のエネルギー改修のための包括的なサービス提供を開発している。
- ・同社は、一戸建て住宅の電気自動車用の充電スタンドの設置において主導的な地位にあり、集合住宅の充電スタンドの展開において包括的なサービスを提供している。2024年、IZI by EDFは、一戸建て住宅および集合住宅における電気モビリティの提供ならびに複数ユニットによるエネルギー改修の提供を拡大し続けた。ヒートポンプ市場の崩壊に加え、2024年1月1日に戸建断熱材の補助金が廃止されたことによる補助金の変更を受け、ヒートポンプおよび外壁断熱材の事業は縮小した。2024年5月15日に改正が簡素化され、戸建断熱材の補助金が復活したことにより、外壁断熱材の事業は徐々に回復した。ヒートポンプ市場は2024年9月以降、小幅な回復傾向にある。EDFは、IZI by EDF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している。同社は、サービスの成功に責任および説明責任を負い、作業の質および顧客との関係性に対して真剣にコミットする。同社は、厳選された適格な下請業者のみを採用しており、顧客の補助金を管理し、大規模なエネルギー改修を含め、見積額から控除する。IZI by EDFはまた、顧客が支払う金額について、最適化された資金調達ソリューションをパートナーであるDomofinancとともに提供している。

EDF Solutions Solaires

EDF Solutions Solaires (IHEDF ENR) は、2007年に設立されたEDFグループの完全子会社である。EDF ENRは、企業や個人向けに、太陽光発電の生産、管理および蓄電を統合した分散型太陽光発電ソリューションを開発している。住宅用顧客向けの市場シェアの15%を占め、住宅用顧客への設置完了件数が100,000件を超え、かつ企業および地方自治体の顧客向けの市場シェアのおよそ10%を占めるEDF Solutions Solairesは、独占的な技術的・財政的ソリューションおよび顧客・サービス・地域部門の多様な事業体とのシナジー効果により、同市場におけるリーダー的存在である。

顧客との緊密な距離を維持するために、EDF Solutions Solairesの技術的および営業的なチームはフランス全土に展開されており、フランス本土の各地域および子会社のSunzilを通じてフランスのすべての海外県や地域に支店が置かれている。現在、EDF Solutions Solairesは、約1,300人の従業員（海外における200人を含む。）を擁している。

Local Energy Management

2019年にEDFグループは、革新的な分散型エネルギー管理サービスの開発を加速させるために、新たな事業体であるLocal Energy Management (LEM) 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 Solutions、Dreevおよびe2m) 向けに、調整を行う。その事業には、以下が含まれる。

- ・上流（風力発電所および太陽光発電所による断続的なエネルギー生産、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、地域の柔軟性を集約し、管理し、活用する。
- ・（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調達する）電力購入契約等の新しい供給モデルを通じて、または仮想発電所システムを通じた卸売市場において、直接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に基づく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
- ・ターンキー貯蔵インフラ (Storemate) およびそのエネルギー管理システム (EMS) の供給

Agregio Solutions

AgregioとEDF Store&Forecastの合併により生まれ、EDFの完全子会社であるAgregio Solutionsは、以下の3種類の顧客を対象とする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 Solutions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、容量保証および再生可能エネルギーの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サービスを提供する。

- ・電力消費者（産業および企業等）。Agregio Solutionsは、電力システムのニーズに応じて、報酬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 Solutionsは、エネルギー市場向けに、集中型貯蔵インフラを提供することができ、貯蔵システムの最適化を行っている。

Energy2market (e2m)

Energy2market (e2m) は、再生可能エネルギーの生産と地域の柔軟性のアグリゲーターである。同社は、総設備容量が4GWを超える、分散型エネルギーの発電および柔軟性に係るドイツの4,700か所を超える施設（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。

2024年末現在、EDFグループは、10GW超の分散型エネルギー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、6.6百万の顧客（顧客は2023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、EU、米国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に依拠している。

EDFのLNG資産ポートフォリオの柔軟性に係る最適化は、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

2024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2.6百万の顧客（小売業者から重要顧客までの範囲）および約51.5TWhの総販売量
- ・イタリア（Edison）：約1.1百万の顧客および約68.6TWhのガスの総販売量
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約2.2百万の顧客および約32.3TWhの販売量
- ・ベルギー（Luminus）：約0.7百万の顧客および約13.5TWh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、ガスの卸売市場から主に供給を確保しており、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および最終顧客消費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、市場シェア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、その主な目標はガスの供給源を多様化することで供給の柔軟性を向上させ、ダンケルクのLNGターミナルにおいて利用可能な再ガス化容量を最適化することである。

2023年5月にEdisonは、Venture Globalに対して、米国からのLNGの納入の不履行について、ロンドンにあるロンドン国際仲裁裁判所において仲裁手続を開始した。

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ターミナルにおける主要な長期の荷主である。

EDFは、Edisonを通じて、ロビゴ洋上ターミナルにおいて利用可能な再ガス化容量の80%（すなわち年間6.4十億立方メートル）を有しており（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）、カタールからのLNGの供給に利用されている。

当グループはまた、ゼーブルッヘ・ターミナル（ベルギー）およびピオンビーノ（イタリア）において、再ガス化容量を有している。

小規模のLNG

Edisonは、重量物の陸上輸送および海上輸送（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）分野へのLNG供給を目的として、イタリア初の統合された小規模のLNGサプライ・チェーンを開発し、これらの「削減が困難」な分野における二酸化炭素排出量の削減の一助となっている。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、専門の小規模のLNG運搬船を経由して行われる。Edisonはまた、イタリア南部（プリンディジ）に第2の貯蔵施設を開発するための実現可能性を調査している。

貯蔵

ドイツにおいて、EDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。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）規制業務ーガス貯蔵」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電ー火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

2024年、Edisonは、Edison Stoccaggioの100%の持分を売却することに関してSNAMと契約を締結した。

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。

(iii) EDFの水素事業

EDFグループは、水素および水素誘導体の市場で積極的に活動しており、2035年までに、低炭素電解水素および電子燃料プロジェクト向け電力（再生可能、原子力または低炭素グリッド）（現在、水素の95%は化石燃料を使って生産されているが、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、すなわち電流を用いて水分子（ 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を利用するものであれば「グリーン」とみなされ、原子力を利用するものは「低炭素」のいずれかとみなされる。その結果、「グリーン」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興味深いソリューションである。これには、精製、化学および重量物輸送の産業も該当する。）の供給業者の中で世界的なリーダーになり、かつ欧州における低炭素電解水素の主導的な生産者になることを目指している。

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

産業および輸送の用途における脱炭素化を支援するための水素事業の開発は、当グループの戦略の一部を構成する。低炭素水素の利用の拡大により、直接電化が補完され、特に化学（アンモニアやメタノールの製造）、精製、製鉄などに関連した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の（バス、ごみ収集車、トラック、非電化地域の電車などからの）炭素排出量の削減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いても同様のことが可能になる。

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。EDFによるこの分野での最初の研究開発は1970年代に遡る。また、2003年以降、電解水素は、EIFER（EDFのドイツのカールスルー工科大学（Karlsruher Institut für TechnologieまたはKIT）と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、産業用および重量物の輸送用の脱炭素水素に基づくソリューションを販売している完全子会社であるHynamicsを設立した。その投資家および運営および維持管理のモデルに基づき、Hynamicsはフランスおよび欧州全域の顧客に向けてターンキー・ソリューションを提供している。

2021年、EDFは水素投資ファンドのHy24の出資者となった。

・バリュー・チェーンにおけるポジショニング

EDFは、最適化された電気水素発電所の投資家、設計者および事業者として自らを位置付けている。

上流では、EDFグループは、低炭素の発電所（20か国超に所在する原子力発電所および再生可能エネルギー施設）、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。

水素の製造については、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。

誘導体／合成燃料部門（eメタノール、eアンモニアおよびeク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る。これらの燃料は、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。）において、EDFは合成燃料プロジェクト・コンソーシアムへの共同出資者として位置付けられているが、水素誘導体の製造に関して直接的な事業責任を負うものではなく、この分野における特別な専門知識を提供するものでもない。またEDF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・チームの専門知識、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、数十件の電解水素プロジェクトの大規模なポートフォリオの開発を進めている

フランスの水素プロジェクト

産業向けおよび合成分子の製造向けのプロジェクト

テイク・ケアー（Take Kair）プロジェクトでは、セメント・グループのHolcim、研究機関のIFP Énergies NouvellesおよびAxensと共同で、回収した生物起源の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たものに基づく、フランス初の低炭素の合成クロシン製造チェーンの構築を目指している。2024年12月、事前の公開協議が開始された。

Hynamicsの他の2つのプロジェクトがHydrogen IPCEI（IPCEI：欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）に選ばれ、欧州委員会に対して通知された。これらはそれぞれ肥料製造業者のLAT NitrogenおよびDomo Chemicalsとのプロジェクトであり、それぞれアルザスのオットマールスハイム・シャランペにおける化学プラットフォーム内およびリヨンの「ケミカル・バレー」の中心に位置するフランス最大級の2つの化石水素消費地を運営している。

モビリティ・プロジェクト

Hynamicsは、フランス環境移行庁の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水素を供給するモビリティ・プロジェクトに関する入札募集への入札に成功した。

その結果、HynamicsおよびTransdevは、フランス最大規模の再生可能な水素の製造・流通拠点の1つであるAuxHYGenをオセールに開設した。AuxHYGenステーションは、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。この施設は、2026年までに、ブルゴーニュ＝フランシュ＝コンテ地域圏において、国営旅客列車運行会社SNCF Voyageursが導入する地域水素列車に電力を供給する予定である。1MWのグラン・ベルフォールにおける生産および流通の施設は、2024年初めに開始された。

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が主導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。これはフランスの南北に沿った低炭素水素の流通インフラの発展を強化するものであり、ダンケルクの1か所、パリ地域の2か所およびカンヌの1か所にステーションが設置され、2025年末までにすべて稼働開始する予定である。

ドイツにおける水素プロジェクト

合成燃料の製造のためのHyscale100プロジェクトは、IPCEI-H2のプロジェクト募集に応じて、2022年にドイツ政府から欧州委員会に通知された。このプロジェクトには、ドイツ産業の低炭素水素のニーズに対応するために、2030年までに数百メガワットの電解を導入することが含まれている。

英国における水素プロジェクト

2022年、EDF Renewables UKとHynamicsは、ティーズサイド水素プロジェクトに大規模な投資を行う計画を表明した。これは、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意欲をサポートするものである。ティーズ・グリーン水素は、脱炭素化の努力をサポートするため、地域の産業に水素を供給する先駆的なプロジェクトである。同プロジェクトは、ネット・ゼロ水素基金の一環として英国政府のプログラムである水素製造ビジネスモデルからの助成を受けた。最初のフェーズでは、ティーズ・グリーン水素電解槽は7.5MWの規模となる予定だが、2030年までに最大300MWまで規模が拡大できるように設計されている。また、国レベルでの補助金の割当を待っていたHynamics UKおよびアイルランドのエネルギー会社ESBは、2024年10月、ウェールズのバリー港における産業の脱炭素化に向けた電解槽の開発に関して契約を締結した。

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と国際部門からの強力な支援を得て、当グループは、アジアおよび欧州ならびに／または現地市場への輸出に向けて、欧州以外の地域、主に北米、南米および中東において再生可能エネルギーと国際的な水素製造を組み合わせたプロジェクトも進めている。これらの地域は、大きな発展の可能性を秘めており、再生可能エネルギーにとって特に有利な条件を備えている。

(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」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1,215TWhの取引を行う欧州の電力卸売市場における主導的な参加者である。同社は、EDFグループの資産運用者および第三者に対して広範囲なリスク管理サービスを提供する。同社は、広範な地理的基盤および事業規模を有しており、それにより市場の変化に素早く適応すること、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、2023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。

欧州におけるガス市場

EDF Tradingは年間約958bcm（2023年のデータ）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カウンターパーティおよび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、第三者の発電事業者が所有する120か所を超える施設の28GWを管理している（2023年のデータ）。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。

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。またEDF Tradingは、グリーン燃料の取引市場にも参加している。

国際的な市場

EDF Tradingは、日本の電力会社であるJERAとのパートナーシップを通じて、世界のLNG卸売市場で事業を展開している。EDF Trading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) その他の関連会社**EDF Trading Logistics**

EDF Trading Logisticsは、EDFの燃料油ならびに固体および液体のバイオマスの購入手段として機能する。同社は、上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）、EDF PEIおよびEDF SEIとの密接な協力関係とともに、フランス本土、コルシカ島およびフランスの海外県および海外地域におけるEDFグループのすべての火力発電所のために、燃料油、固体および液体のバイオマスおよび石炭の調達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。2024年には、917,000トン近くの燃料油および273,000トンの液体バイオマスの供給を管理した。

さらに、EDF Trading Logisticsは、ISO 14001認証（2022年11月4日に更新）を取得し、2024年10月3日にフォローアップ監査を受け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に関して、当グループの専門家としての役割を担っている。同社はまた、燃料油の輸送に関連して生じる環境危機の管理にも関与している。

4【関係会社の状況】**(1) 親会社**

(2024年12月31日現在)

名 称	所 在 地	資 本	業 種	議決権に対する 持分割合	摘 要
フランス政府	パリ市	該当事項なし	政府	100%	該当事項なし

(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、2024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

2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23.2.2「ENGIEとの関係」を参照。

② 公的企業との関係

2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23.2.3「公的企業との関係」を参照。

③ 当グループの構造

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、2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記3.3「2024年12月31日現在の連結の範囲」を参照。2024年の連結範囲の変更点については、2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸類の注記3.1.1「連結範囲の変更」を参照。

5【従業員の状況】**(1) 当グループの戦略的方向性に沿った従業員の推移**

2024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。）は合計191,444名である。2023年比での6.6%の増加は、未曾有の産業課題に対応するため、エネルギー移行産業での技能需要が拡大したことによるものである。さらに、2024年にArabelle Solutionsが当グループに加入し、その従業員により当グループの原子力事業が強化されている。

(2) 当グループのフランス国内における従業員数

EDFグループは、フランスにおけるエネルギー移行の課題に対応してビジネスモデルを適応させ、継続して変革に取り組んでいる。これには、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、電力網の強化、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が含まれる。2024年12月31日現在、フランス国内における当グループの会社の従業員数は、合計151,135名である。従業員数は、2023年と比較して5.9%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、フランスにおいて、Framatomeの従業員数が15%、Cyclifeの従業員数が8%増加した。再生可能エネルギーの分野では、フランスにおいて、EDF Renewablesの従業員数が5%増加した。

(3) 当グループの世界全体の従業員数

当グループの世界全体の従業員の96%は欧州出身者であり、79%がフランスに拠点を置く。

フランス	151,135	5.9%増加*
欧州(フランスを除く。)	32,957	8.7%増加*
その他の地域(欧州およびフランスを除く。)	7,352	13.2%増加*
世界のEDFグループ合計	191,444	6.6%増加*

* 2023年からの変動。

当グループが50人以上の従業員を雇用し、その数が従業員総数の10%以上を占める国別の従業員の内訳は、以下のとおりである。

従業員数	2024年
フランス	151,135
英国	19,165

(4) 契約形態別給与所得者数

2024年12月31日現在の従業員	男性	女性	その他	申告なし
従業員数	140,663	50,625	0	156
うち終身雇用契約で雇用された従業員数(正社員)	132,860	46,776	0	25
うち有期雇用契約で雇用された従業員数(臨時従業員)	7,803	3,849	0	131

臨時従業員には、無保証時間契約で雇用された従業員が含まれる。

2024年12月31日現在の従業員	男性	女性	その他	申告なし
無保証時間契約で雇用された従業員数	450	46	0	0

指標に関する説明

当グループの従業員の契約形態別および性別別の内訳を示す指標は、以下のとおり定義される。

- ・ 4つの性別カテゴリー（男性、女性、その他の性別および性別申告なし）による分類：かかる最後の指標は、従業員の性別に関する質問への回答がない場合を指す。内訳は、各国の現行法に基づく許容範囲内で、各事業体により入手可能なデータに基づいて行われる。
- ・ 契約形態は、以下のとおり定義される。
 - － 終身雇用契約
 - － 有期雇用契約（無保証時間契約を含む。これは、最低または固定の労働時間の保証なしに会社に雇用された従業員を指す。この定義は国によって異なり、各国の法律が適用される。）

（５） 年齢別従業員数

年齢グループ別の従業員の内訳

年齢グループ別の従業員の数および割合(%)	2024年
30歳未満の従業員	32,664 (17%)
30歳以上50歳未満の従業員	105,887 (55%)
50歳以上の従業員	52,893 (28%)

指標の詳細

当グループの従業員の年齢別内訳を示す指標は、以下のとおり定義される。

- ・ 3つの年齢カテゴリー（30歳未満、30歳以上50歳未満および50歳以上）による分類
- ・ 計上された従業員数は、当該期間末日（当年度12月31日現在）における実態の従業員数である。
- ・ かかる従業員数は、当グループの会社ごとに世界全体ベースで計上される。

従業員の内訳は、EDFグループの雇用戦略を反映して、バランスが取れており、中期的な技能需要と整合している。30歳未満の従業員の割合（17%）は、ワークスタディー・プログラム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起因する。

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 4 (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 3 (2) 当グループが晒されるリスク」および「第3 4 (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【サステナビリティに関する考え方及び取組】

非財務パフォーマンスは、当グループ全体のパフォーマンスの一要素であり、公正で包括的なエネルギー移行に貢献する。

サステナビリティ（持続可能性）に関する情報は、欧州の企業サステナビリティ報告指令（CSRD）の国内法化に伴う法的および規制上の要件の初回適用に関連して作成された。同指令の適用初年度および同指令が求める二重の重要課題分析は、文言の解釈に関する不確実性、確立された慣行および比較データの欠如、ならびに特にバリュー・チェーン内でのデータ収集の困難さといった特徴を有している。

このような状況下で、当グループは、サステナビリティ報告書作成時点において適用されるものと定義されているESRS（*欧州サステナビリティ報告基準*）が定める規範的要件を、サステナビリティ報告書の作成期限内に入手可能な情報に基づいて適用するよう努めた。

サステナビリティ報告書の作成方法は、2023年12月6日付政令第2023-1142号および2023年12月30日付命令第2023-1394号により2023年12月にフランスで国内法化された企業サステナビリティ報告指令（EU）第2022/2464号に基づいて統合されている。

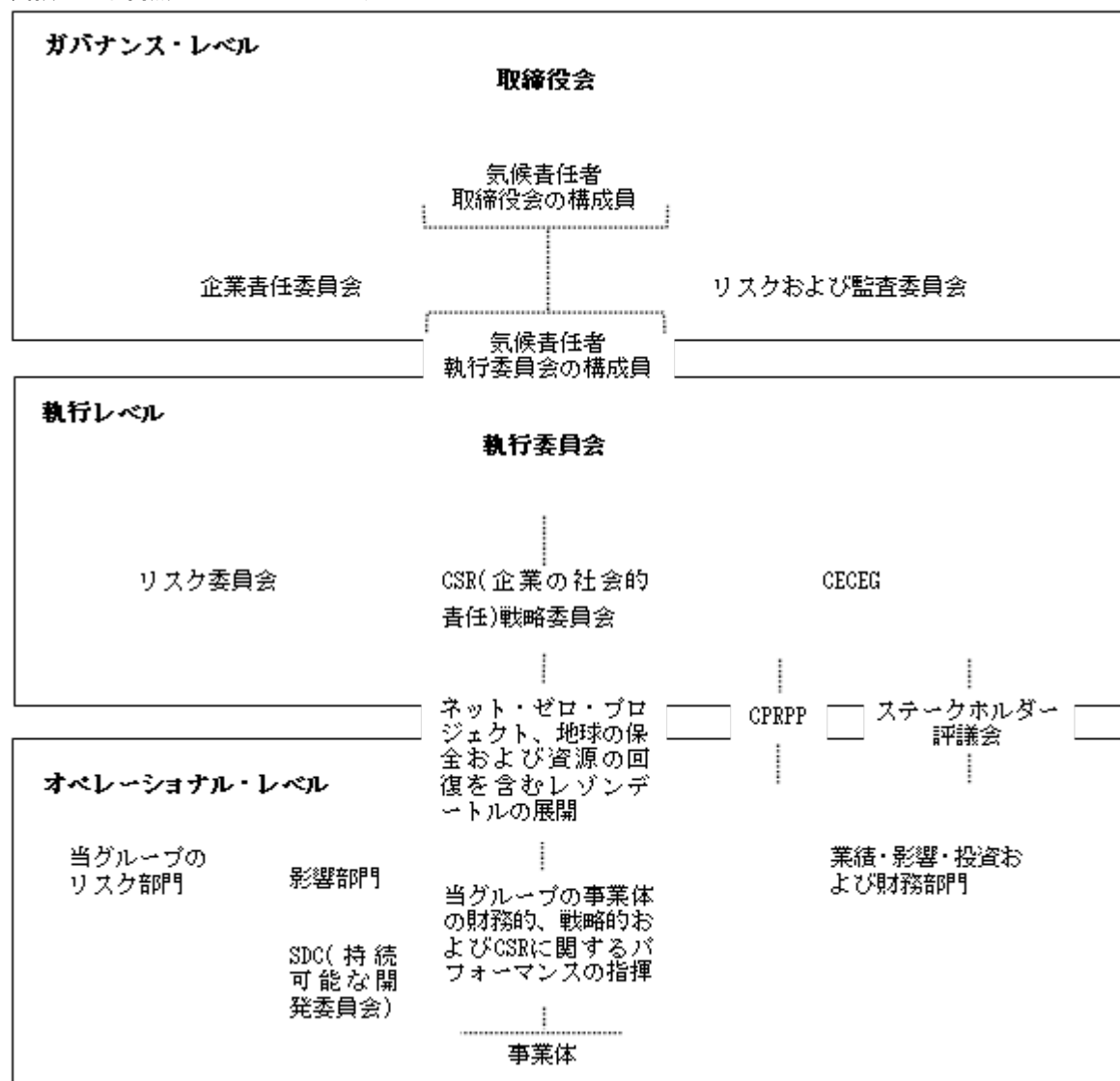
(1) ガバナンスおよびリスク管理

下記に加え、「第3 3 事業等のリスク」を参照。

① 気候および自然に関する課題のガバナンス

気候および自然に関する課題が確実に考慮されるように、様々な委員会および組織を通じて、これらの課題に対する具体的なガバナンスが実施されている。

気候および自然のガバナンス・マップ



気候ガバナンスに特化したもの。

取締役会は、当グループの気候および自然の課題を考慮することにより、戦略的、財務的および経済的なガイドラインを定める。取締役会において気候責任者を任命する。

執行委員会（EXCOM）は、当グループの気候および自然に関する戦略を実施する。執行委員会において気候責任者を任命する。

CSR（企業の社会的責任）戦略委員会は、EDFの会長兼最高経営責任者が議長を務め、気候および自然に関する戦略ならびに当グループの12のCSRコミットメントに関連するその他の事項を監督している。

当グループの執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）は、当グループのレゾナードルおよびCSRコミットメントに沿って、当グループにおける最も重要な投資およびコミットメント（気候および自然に関するものを含む。）を承認する。

リスク委員会は、当グループの優先リスク（気候および自然に関するリスクを含む。）を特定し、それらに対処するための戦略を共有する。

ステークホルダー評議会は、特に天然資源の保全に関する市民社会の期待についてフィードバックを提供する。

公的機関関係管理委員会（CPRPP）は、フランスおよび欧州の当局に対して当グループの立場を伝えるための活動を調整する。

持続可能な開発委員会（SDC）は、当グループのすべての事業を代表し、CSR戦略委員会に提示される議題を作成する。

CSRコミットメント（気候および自然に関するものを含む。）を当グループのすべての方針に統合するために、**レゾナードル**および戦略的なワークストリームを展開している。

事業体の財務的、戦略的およびCSRに関するパフォーマンスを管理し、気候および自然に関する基準を新しいCSR方針および各事業体の枠組み文書に統合している。

② 重要な影響、リスクおよび機会の特定および評価に係るプロセスの概要

EDFは、CSRの課題の分類を行うために、数年前から重要課題分析に依拠してきた。最初の重要課題分析は2014年に実施され、その後何度か改訂されている。記録の研究、インタビューおよびワークショップに基づくこの分析には、当グループの様々な利害関係者のカテゴリーにおける代表者が関与してきた。2023年に当グループは、CSRDの手法による要件に従って、二重の重要課題分析によるレビューを開始した。

二重の重要課題分析では、財務的な重要課題と影響のある重要課題の両方を検討する。

- ・持続可能性の課題は、当社の財務状態に対して短期的、中期的および長期的に影響を与え得るリスクおよび／または機会を生じさせる場合には、財務的な重要課題となる。
- ・持続可能性の課題は、当社が人や環境に対して短期的、中期的または長期的に与える、実際のまたは潜在的なポジティブな影響またはネガティブな影響に関わる場合、影響の観点から重要課題となる。

この分析により、EDFグループの持続可能性の課題および重要な影響、リスクまたは機会（IRO）を特定することが可能となる。

（i）手法

二重の重要課題分析は、影響部門によって検証され実施されたプロセスの定義後、2023年9月に開始された。全体的なプロセスは、当グループのCSRの課題およびリスク分類との整合性を確保しつつ、CSRDの要件への準拠を確実にした。

このプロセスには、バリュー・チェーンおよび関連する持続可能性のトピックを確立するための既存資産の活用、その結果として生じる影響、リスクおよび機会（IRO）の特定、そして最後に、これらのIROの重要課題評価という3つの主要なステップが含まれている。今回がCSRDに準拠した当グループ初の二重の重要課題分析であるため、IROの重要課題の特定と評価に使用されたプロセスに報告すべき変更はない。重要なIROのリストおよび優先順位付けは、CSRDで定められた報告サイクルに従って見直される。

既存資産の活用		IROの特定		IROの評価	
第1フェーズ	第2フェーズ	第3フェーズ	第4フェーズ	第5フェーズ	第6フェーズ
ESG（環境・社会およびガバナンス）のトピックの特定	記録のレビューおよびリスクの登録	IROの予備リスト	事業ラインごとのIROの見直し	IROの評価	挑戦および検証

（イ）既存資産の活用

EDFは、長年にわたり、CSRをそのプロセスおよび戦略に組み込み、著しい数の文書により、二重の重要課題分析を充実させてきた。CSRDの要件を満たすために、EDFは文書および過去に実施した作業を利用して、重要課題評価の範囲およびIROを特定するプロセスの枠組みを策定した。このフェーズの主な段階は、以下のとおりである。

- ・当グループの戦略部門と緊密に連携した、上流から下流までの事業関係を含むEDFのバリュー・チェーンの分類
- ・ESRSで定義された課題、サブ課題およびサブサブ課題の検討

作業の第1段階において、EDFは、影響、リスクおよび機会を特定する枠組みを策定するために、持続可能性に関する一連のトピックを定義した。この一連のトピックには、ESRS 1の適用要件(AR)16で提示されているESRSの課題、サブ課題およびサブサブ課題が含まれ、EDFおよびそのバリュー・チェーンに関連するセクターおよび事業体に固有の追加課題も特定されている。より具体的に、この持続可能性に関するトピックのリストは、以下を網羅するテーマを通じて導き出された。

- ・SASB（サステナビリティ会計基準審議会）、GRI（Global Reporting Initiative）、OPCC（Observatoire pyrénéen du changement climatiqueまたはピレネー気候変動観測所）およびWBCSD（持続可能な開発のための世界経済人会議）などの主要なCSRの基準および枠組み
- ・過去の重要課題に関する研究および分析された外部文書（フランスの公開討論国家委員会、RepRisk、大学の研究など）
- ・同業他社

このリストにより、当グループに関連するIROを特定し、すべてのトピックが網羅されていることを確認することができた。

（ロ）IROの特定

その後、当グループは、以下の方法により、関連するIROの広範な特定を行った。

- ・当グループのリスク分類を中心とした、綿密な文書のレビュー。78の社内外の文書（特にIPCC（気候変動に関する政府間パネル）、WBCSD、SASB、WWF（世界自然保護基金）、OFB（Office français de la biodiversitéまたはフランス生物多様性局）、RepRiskなど）が、初回のIROの特定に貢献した。この文書のレビューにより、当グループの社内外の利害関係者が表

明した幅広い影響、リスクおよび機会を特定することが可能となり、純粋にインタビューに基づくアプローチと比較して代表性の偏りを回避することができる。

- ・当グループのバリュー・チェーンおよびその依存関係の分析。
- ・当グループの様々な事業ラインにおける社内の専門家とのインタビュー。

IROの初回のリスト作成および反復的な見直しは、17回を超えるインタビューと50人を超える参加者が参加したワークショップによって実施された。検討された基準にかかわらず、その後のプロセスも同じであった。IROのリストのレビューに参加した社内の利害関係者は、持続可能性の各課題に関する専門知識に基づいて選定された。環境に関するIROのリスト全体のレビューには、当グループの各技術部門の責任者が関与した。注意義務プロセスと二重の重要課題評価プロセスとの整合性を確保するために、注意義務チームがIROの特定に貢献した。CSRプロジェクト・ガバナンス委員会が、特定されたIROのリスト全体のレビューを行った。

(ハ) IROの評価

IROは、EDFグループによって定義された重要課題の閾値に従って評価された。

EDFグループのリスク部門は、リスクおよび機会の重要課題を評価するための全体的な手法の決定と、詳細な基準および閾値の設定に関与した。

これらの基準は、分析時点で利用可能な事業リスクの管理手法に基づいて策定された。これらの基準には、1から5段階評価（1が最低で5が最高）の尺度で評価される以下の項目が含まれている。

	ポジティブな影響	ネガティブな影響	リスク	機会
ポジティブな影響の大きさおよび範囲	以下のうち最高レベルによって決定されるレベル		財務的な影響、評判上の影響、戦略的な影響、顧客満足度への影響および社会情勢への影響（リスクについてのみ）のうち最高レベルによって決定される当グループへの財務的な影響の大きさ	
ネガティブな影響の重大度 財務的な影響の大きさ	ポジティブな影響の大きさおよび範囲	重大度：ネガティブな影響の大きさ、範囲および是正不能な性質		
確率	確率（１から５まで） (注)デフォルトで実際の影響に対して５のスコアが割り当てられる		確率（１から５まで）	

IROの確率の基準は、「最小」から「絶対」までの5段階で評価される。各レベルは、定性的な側面と定量的な側面を組み合わせた方法に従って定義されるため、例えば、最小の確率レベルは、IROの可能性が非常に低いまたは1%未満の確率と推定される場合に相当し、絶対の確率レベルは、IROの可能性が非常に高いかもしくはIROとして証明されているかまたは75%以上の確率と推定される場合に相当する。

各IROは、確率（1から5段階）と重大度（1から5段階）に基づいて評価される。絶対の重大度レベル（レベル5）のIROは、重大であるとみなされる。その他のIROについては、確率と重大度を組み合わせたスコアが決定される。このスコアが、当グループのリスク部門との合意により定義された定量的な重要課題の閾値を超える場合には、このIROは重大であるとみなされる。かかるスコアが定義された重要課題の閾値を下回る場合には、当該IROは重大ではないとみなされる。

ワークショップでは、社内のテーマ別専門家が各IROの評価に貢献した。業務部門、CSRプロジェクト・ガバナンス委員会、（外部の利害関係者を代表する）ステークホルダー評議会および社会・経済中央委員会（ESC）の構成員が、すべてのIRO評価のレビューに貢献した。

ポジティブな影響の確率、大きさおよび範囲、ネガティブな影響の重大度または財務的な影響の大きさの評価には、グロス・レベルとネット・レベルの区別が必要となる。

- ・グロス・レベルとは、当グループの資産に対して試験的に適用されたすべての既存の引当金を考慮したレベルであり、そのためネガティブな影響の重大度を軽減するために組織が講じた措置（例えば、新たな排水処理装置、廃棄物管理方針など）またはリスクに関連する財務的な影響の大きさは考慮されていない。財務的な観点からは、グロス・レベルは、ネガティブな影響の重大度を軽減するために被った費用を計上する前に検討される。
- ・ネット・レベルは、実施された措置の有効性を考慮したレベルである。財務的な観点からは、ネット・レベルは、ネガティブな影響の重大度を軽減するために被った費用を考慮する。

CSRDの範囲内で評価する場合、以下のレベルで検討しなければならない。

- ・潜在的な影響、リスクおよび機会については、グロス評価。
- ・実際の影響については、グロスまたはネットの概念は適用されない。評価は、観測された影響に基づいて実施される。

確率については、同じ評価の原則に基づいてネットとグロスで評価を行う。

この段階では、以下のような形で利害関係者が大きく関与した。

- ・当グループ全体、特に業務部門ならびに戦略、影響、リスク、財務および人事部門の各チームにおけるテーマ別の専門家および責任者と綿密な協議を行った。注意義務チームも、注意義務プロセスと二重の重要課題評価プロセスとの整合性を確保するために、IROの評価に貢献した。
- ・社外の利害関係者を代表するEDFグループのステークホルダー評議会および社会・経済委員会（SEC）の構成員が合同で会合を開き、特に社会的な問題に関してIROの評価結果のレビューを行った。
- ・ガバナンス面では、CSRプロジェクト・ガバナンス委員会、CSR戦略委員会、そしてその後、取締役会の専門委員会による評価結果のレビューが行われた。

検討された基準にかかわらず、同じプロセスが踏襲された。IROのリストのレビューに関与した社内の利害関係者は、検討された基準およびIROの種類によって異なる。

一方では影響の評価、他方ではリスクおよび機会の評価をレビューするために、別々のワークショップが開催された。

[次へ](#)

(2) 戦略ならびに指標および目標

以下の表は、各CSRへのコミットメントに関して、二重の重要課題分析で特定された持続可能性に関する課題および関連するパフォーマンスの測定値を示したものである。

当グループのCSRへのコミットメントおよび主要な指標

当グループのコミットメント	ESRS	EDFの持続可能性に関する重要課題	重要業績評価指標	対象範囲	単位	目標				2022年	2023年	2024年
		横断的な持続可能性に関する課題：ガバナンス										
将来の電気システムの構築												
「ネット・ゼロ・エミッション」の達成	E1	気候変動の緩和	スコープ1の排出量－直接的な温室効果ガス排出量	当グループ	二酸化炭素換算の百万トン(2017年比)	2027年 -65%	2030年 -70%	2035年 -80%	2050年 -90%		-63%	-67%
			スコープ3の排出量	当グループ	二酸化炭素換算の百万トン(2019年比)	2027年 -30%	2030年 -35%	2035年 -45%			-39%	-38%
電化の促進	E1	気候変動の緩和	革新的な製品やサービスの販売により回避できた二酸化炭素排出量	当グループ	二酸化炭素換算の百万トン	2027年 22	2030年 30	2035年 45		11.4	12.4	13.4
エネルギー構成の脱炭素化	E1	気候変動の緩和	炭素強度：電気と熱の生産による特定の二酸化炭素排出量	当グループ	二酸化炭素換算のg/kWh		2030年 30	2035年 22		50	37	30
			再生可能エネルギーの展開	当グループ	1年間の稼働で生産された平均GW総容量			2035年 8			2.9	3.2

高度な電力網および柔軟なソリューションの開発	E1、S4	気候変動の緩和 電力の継続性および供給	ネットワーク開発：顧客が経験する平均年間供給停止時間	Enedis	分	2025年 62				59.5	72.9	71.6	
地球の限界の範囲内での事業活動													
適応	E1	気候変動への適応	過去2年間に更新された適応計画の割合	当グループ	%	2025年 100%						54%	
自然	E2、E4	生態系への影響 生物多様性の損失 大気、水および土壌の汚染	生態系の回復：自然空間の再生	EDF SA	施設数	2025年 12	当グループの目標は未定						6
水	E3	淡水の取水および消費 水資源の共有	水強度：消費水量/発電量	当グループ	l/kWh	2027年 0.9未満	2030年 0.9未満	2035年 0.9未満		0.75	0.82	0.86	
資源	E5	廃棄物 流入する資源	使用済み燃料のリサイクルを通じて天然ウランを節約するという目標の策定作業が進行中										
			廃棄物回収業に向けられる従来型の廃棄物の年間割合	当グループ	%	2027年 90超	2030年 90超	2035年 90超		88.4	85.3	90.0	
公正な移行に向けた行動													
注意の共有	S1、S2、S3、S4、G1	すべての人の健康および安全 ロビー活動の倫理、コンプライアンスおよび透明性 個人情報の保護 安全性および危機管理 内部通報制度の有効性および整合性	グローバルな休業 災害度数率(LTIR)	当グループ	百万当たり	2025年 1.6未満	2030年 1未満			1.9	1.7	1.6	
エネルギー貧困との闘い	S4	消費者および／またはエンドユーザーの社会的包摂	エネルギー貧困：実施された電力制限の件数に対して回避された電力制限の件数	EDF SA、 Électricité de Strasbourg	%	当グループの目標は未定						398,612 (回避)/ 426,938 (実施)	

バリュー・チェーンにおける人権、包括性、多様性および影響	S1、S2、S3、G1	すべての人々に対する公平性、多様性および包括性 企業の従業員、バリュー・チェーンの作業員および影響を受けるコミュニティの人権 供給業者との関係管理 技能開発 社会的対話 労働者の確保および定着	ジェンダー・バランス：当グループの執行役員に占める女性の割合	当グループ	%		2030年 40				24.0	26.7%
			支払条件	フランス(1)、英国(2)、ベルギー(3)、イタリア(4)	日数	2025年 60	2030年 60	2035年 60				60未満*
活気ある地域社会の促進	S3	地域開発 利害関係者との対話および協議	地域別年間購入率	EDF SA	%	当グループの目標は未定					94.5	95.4%
			対話および協議のプロセスが行われたプロジェクトの年間割合	当グループ	%	2025年 100	2030年 100	2035年 100		100	100	100%

* フランス：60日、英国：42日、イタリア：38日、ベルギー：46日

(1) EDF SA、Framatome、Enedis、EDF Renewables、Électricité de StrasbourgおよびDalkiaを含む。

(2) EDF Energy、英国のDalkiaおよび英国のEDF Renewablesを含む。

(3) Luminus

(4) Edison

[次へ](#)

① 気候変動の緩和に関する方針

気候危機に直面する中、EDFグループは、当グループのレゾナントルに基づき、二酸化炭素排出量が少なく、より効率的で、かつ環境と人々に対してさらに配慮した新しいエネルギー・モデルを、事業活動を行うあらゆる地域で展開することを目指している。この目標を実現するために、当グループは、その取締役会および執行委員会内で気候責任者を任命するなど、当グループのガバナンスの最高レベルによる支援を受けながら、3つの分野に焦点を当てた気候移行計画を実施している。EDFグループは、非国家主体によるネット・ゼロ・エミッションのコミットメントに関する国連のハイレベル専門家グループ（UN HLEG）の10の勧告に焦点を当てた責任履行プロセスに取り組んでいる。

（i）大掛かりな炭素軌道に支えられた「ネット・ゼロ・エミッション」の目標

EDFグループは、直接的に二酸化炭素を排出しない世界有数の電力生産会社である。当グループの生産量に占める二酸化炭素排出量の割合は、他の大手電力生産会社よりもはるかに低い。経済の脱炭素化におけるリーダーとしての役割を果たし、また二酸化炭素ニュートラルなエネルギーの未来を構築するという目的に沿って、EDFグループは、2050年までにすべての事業活動において「ネット・ゼロ」エミッションを達成するという目標を掲げている。この目標は、すべてのスコープ（1、2および3）ならびにすべての地理的地域における温室効果ガス排出量を対象としている。これはCSRDに含まれる定義（付録IIの略語および定義用語におけるネット・ゼロ目標）に基づいている。当グループのネット・ゼロ目標は、影響部門が担当するCSR方針および「2035年目標」の企業計画と連動している。その結果は、毎年執行委員会に報告される。

2050年までの ネット・ゼロ達成	2050年までに当グループの直接的な温室効果ガス排出量をゼロまたは実質ゼロに削減すること
	直接および間接的な排出量を90%以上削減すること ⁽¹⁾
	完全性の高い炭素吸収源による残留排出量を中和すること ⁽²⁾

(1) 2030年目標を定めるために使用した基準年との比較。

(2) 非国家主体によるネット・ゼロ・エミッションのコミットメントに関する国連のハイレベル専門家グループの報告書（2022年11月）で定められた原則に沿った、2030年以降の中和のみ。

この長期的な目標は、定期的に設定され、見直される短期的および中期的な削減目標によって支えられており、当グループのすべての事業ラインおよび事業体向けの排出量の軌道に反映されている。2023年に目標が強化された当グループの炭素軌道は、ムーディーズにより、1.5℃の温暖化シナリオに適合することが確認された。

これらの目標は、当グループの直接および間接的な排出量に関連するものである。当グループの排出量のモニタリングに加え、炭素軌道の定義は、当グループの戦略的な選択および投資の方向付けにも貢献している。

② 気候変動への適応方針

EDFグループは、気候変動への適応アプローチの一環として、以下の一連のコミットメントを掲げている。

- ・気候変動が将来および既存の活動に及ぼす影響を評価する。
- ・既存の施設を気候条件の影響を受けにくくし、異常気象への耐性を高める。
- ・新しい設備の設計に気候変動シナリオを組み込む。
- ・当グループのソリューション、社内業務およびノウハウを気候変動に適応させる。
- ・気候変動の生態系的側面を考慮に入れる。

特に、この方針では、気候変動の物理的な影響に最も晒される事業体は、気候変動適応計画を策定し、5年ごとに更新する必要があるとしている。これらの計画は、CSR戦略委員会によって承認される。

EDFグループは、2100年までにフランスで産業革命前と比較して+4℃（世界全体では産業革命前と比較して+3℃）の温暖化に対応する、気候変動適応のための基準温暖化軌道（*Trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique*またはTRACC）を中心に構築された国家気候変動適応計画（PNACC-3）の第3版の実施を歓迎する。ただし、EDFは、産業への適用について、社内の気候部門によるCMIP6データの使用を支持している。

（3）人的資本

① 技能開発方針

2022年に更新された「フランス・グループ（Groupe France）」の技能開発方針は、とりわけエネルギー移行および新原子力の開発に関連して当グループの事業にとって長期的に必要な技能を確保するために、研修と専門的能力開発の実践における変革を後押しすることを目指している。この方針の目的は、研修や雇用管理から技能に基づいた管理へと焦点を移し、学習によって習得したものを学習企業やナレッジ・マネジメントの枠組みの中に定着させることである。これらのアプローチは、知

識の移転、共有、蓄積および普及を促進することによって、知識の循環と資本化を向上させることを目指している。この方針は2025年に更新される。

② パフォーマンスおよび魅力度の向上手段としての報酬

総報酬は、EDFグループのパフォーマンスおよび魅力度への各従業員の貢献にとって、不可欠な手段である。

当グループは、従業員に公正で競争力のある報酬を提供するとともに、提案する社会福祉の水準、とりわけ人生の重大なリスクに対する保障の面でも細心の注意を払っている。全体的な報酬方針は、以下の4つの原則に基づいて策定されている。

- ・外部市場との競争力
- ・社内の公平性および整合性
- ・財務的な持続可能性
- ・従業員および管理職にとっての可読性

この方針は、固定報酬ならびに企業の経済的成果と連動した目標達成を評価するための個人および／または集団の変動報酬に基づいている。また、従業員に提供されるすべての福利厚生を考慮し、職務の報酬水準と市場水準の整合性を確保する必要がある。

年間報酬総額	2024年
ペイ・レシオ	26.5

指標の明確化

ペイ・レシオとは、全従業員（最高給与者を除く。）の年間報酬総額の中央値に対する最高給与者の年間報酬総額の比率である。

上記の指標の算出に考慮される対象範囲は、2024年を通じてフランスのEDFグループの主要会社（フランスのEDF SA、Enedis、フランスのFramatomeおよびフランスのDalkia）ならびにイギリスのEDF Energyに在籍していた全従業員、すなわち、当グループの全世界の従業員数の80%超を占める約153,600人の従業員である。考慮された報酬には、基本給に加え、すべての現金給付および現物給付が含まれる。

③ 公平性、多様性および包括性

EDFグループは、公平性、多様性への尊重および包括性の価値観を促進するコミットメントに基づいて、性差別、暴力およびあらゆる形態の差別と闘い、子育て中の親への支援を充実させることにより、職場における公平性や障害者の職業的および社会的な統合を促進するための具体的な行動を展開することに取り組んでいる。これらはすべて、規制されたインフラ事業者としての経営上の独立性を維持しながら行われている。

EDFグループは、企業責任のコミットメント、世界的なCSR協定、倫理憲章および関連協定の一環として、職場におけるジェンダー平等の目標を設定し、進捗状況を測定し、適切な措置を講じることに取り組んでいる。EDFグループの職業上の平等方針は、職業生活における男性と女性の平等な待遇、従業員を差別するあらゆる行動や慣行の非難、意識改革へのEDFの貢献、および職場における性差別やセクシュアル・ハラスメントへの不寛容といった原則に基づいている。

④ 長年のコミットメントである障害者プラン

EDFは、障害者の職業的および社会的な統合に取り組んだ最初のフランス大手企業の1つであり、法的な義務をはるかに超える取り組みを行っている。2023年から2025年までの期間を対象とした、障害者の権利および機会の平等ならびに職業的な統合に関するEDFの12回目の協定が、2023年1月11日に締結された。

スポーツの分野では、1992年以降、フランス障害者スポーツ連盟とのパートナーシップによって、このコミットメントが反映されてきた。EDFはまた、パリ2024パラリンピック競技大会のパートナー企業でもある。

EDFグループは、あらゆる技能およびエネルギーを排除することなく、受け入れるよう努めている。そのため、EDFグループは各事業体において、障害者の職業的な統合を促進している。2024年末までに、当グループは8,096人の障害者を雇用しており、これは2023年と比べて大幅な増加となっている。特に2024年には、EDFは2,997人の障害者（2024年12月31日現在の従業員の4.4%）を雇用了。

⑤ リクサン法に基づく義務：上級幹部における女性の割合

2021年12月24日付フランス法第2021-1774号（通称「リクサン」法）は、2022年4月26日付命令第2022-680号とともに、従業員数が1,000人を超えるすべての企業に対し、2026年3月1日から上級管理職および業務執行管理職（当社の場合、EDFの執行委員会）における女性の割合を30%に、2029年3月1日からは40%に引き上げることを義務付けている。

これらの義務は、3期連続の事業年度において従業員数が1,000人以上のすべての企業に適用される。したがって、EDF SAおよび当グループの該当するフランスの子会社に適用される。

当グループの執行役員の多様性に関する目標はリクサン法に沿って見直され、執行役員に占める女性の割合を2030年末までに40%とする目標を当グループ全体に拡大することが決定された。これはさらに意欲的な目標となっている。

EDFグループは、ジェンダー・バランスについて、以下の目標を設定している。

サステナビリティに

関する課題	目標	参照	見直し	範囲	2023年	2024年
ジェンダー・バランス	2030年末までに当グループの執行役員における女性の割合を40%にする	2024年に執行委員会の検証を行う	年1回	当グループ	24%*	26.7%

* 子会社のEdisonおよびFramatomeの管理職の一部のみを対象としていたジェンダー・バランス指標の算出範囲は、2024年に完了した。

2024年12月31日現在、EDFグループは304名の女性の執行役員を雇用しており、これは当グループの執行役員の26.7%（2023年末は24%）を占めている。この増加は、EDF SAの執行役員のジェンダー・バランスの改善を反映したものであり、フランス国内外における当グループの子会社によるものでもある。

当グループの執行役員における女性の割合

2023年	24%
2024年	26.7%
2030年目標	40%

⑥ 賃金

賃金格差	2024年
男女間の賃金格差の割合	1.8%

指標の詳細

男女間の賃金格差とは、男性従業員と女性従業員の平均賃金水準の差を、男性従業員の平均賃金水準に対する割合で表したものである。

この指標を算出する対象範囲には、フランスにおけるEDFグループの主要会社（フランスのEDF SA、Enedis、フランスのFramatomeおよびフランスのDalkia）ならびに英国におけるEDFグループの主要会社（EDF Energy）の全従業員、すなわち2024年末時点で約153,670人の従業員が含まれ、これは全世界の当グループ従業員の80%超に相当する。算定対象となる報酬には、基本給ならびにすべての現金給付および現物給付が含まれる。

3【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、2024年に当グループ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、電力網インフラ事業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、当グループの政策集により策定された枠組みに従っている。

フランス金融市場監督局（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日付）に規定された一般原則も遵守している。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約40の政策を通じて、事業およびリスクの統制を行っている。この政策集は、すべてのグループ企業および被支配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。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ため、定期的にアップデートが行われている。これらは、当グループのレゾナントと完全に一致している。

当グループの方針「運用原則／リスク管理および内部統制」に規定された当グループの事業およびリスクを統制するシステムは、以下を目的としている。

- ・適切かつ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
 - －電力網インフラ事業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尊重
 - －あらゆるリスクおよび活動の全般的統制

組織

EDFの経営幹部の組織構造については、「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	執行委員会	
リスクおよび監査委員会	リスク委員会	執行委員会 コミットメント委員会

取締役会

取締役会は、自ら策定した戦略に関して、機会とリスク、および結果として講じた措置を定期的に検証する。

取締役会のリスクおよび監査委員会

取締役会に直属するリスクおよび監査委員会の任務は、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。長期的な原子力コミットメントに関するリスクは、原子力監視委員会によって特に監視されている。

執行委員会のコミットメント委員会

執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）は、執行委員会の意思決定前に、コミットメントの規模や関連するリスクの大きさの点から最も重要なプロジェクトについて、厳密に調査する（「第3 3（1）③（iii）資本コミットメントの承認」を参照。）。

執行委員会のリスク委員会

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く。特に当グループのリスク分類、内部統制業務の結果、および監査業務（年次監査プログラム、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、リスク・スポンサーである執行委員会の構成員を指名する。

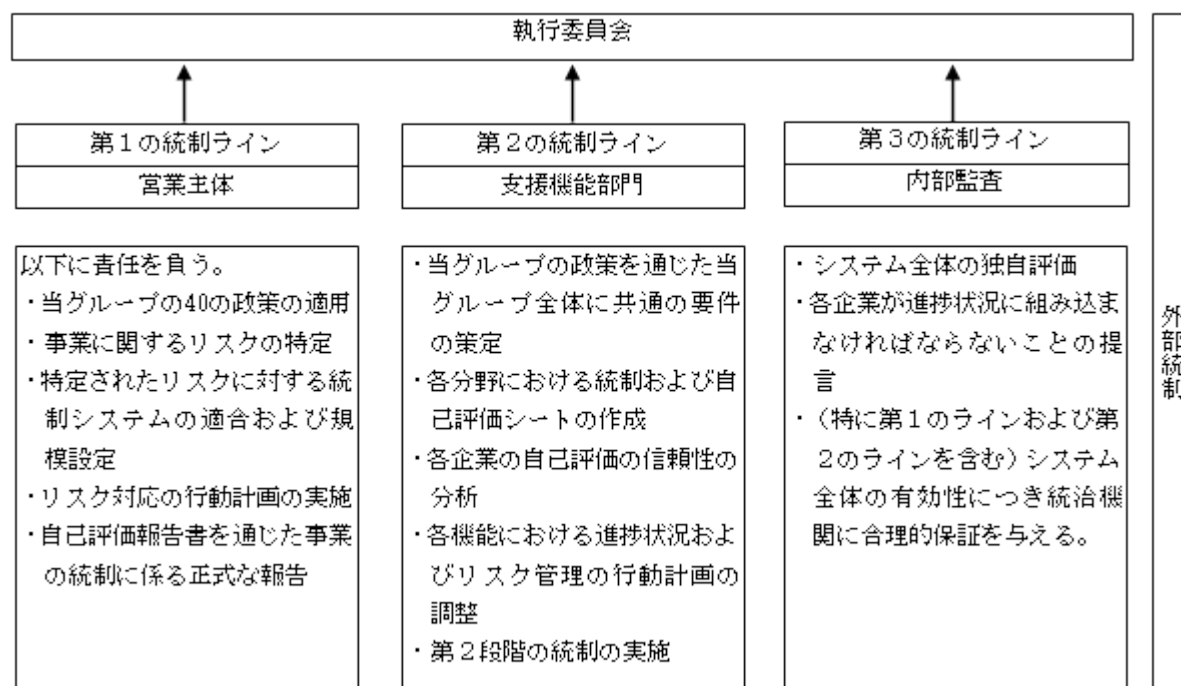
範囲

支配の目的および原則は、支配の範囲内にある企業および子会社（規制対象のインフラ事業者である子会社を除く。）自体が適用する。企業および子会社は、その支配下にある企業および子会社においてもこれらの目的および原則が実施されるよう責任を負う。

規制対象のインフラ事業者およびその他の重要な関連会社に関しては、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、ならびにリスク分類、内部統制および監査業務（監査プログラムおよび主要な結果）に関する報告が定期的に行われていることを確認する。また、これらの各システムの有効性および妥当性を確認するために各企業の定期監査を行うことができる。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

このシステムは3つの統制ラインに基づいており、当グループの業務執行管理者および統治機関に対して、主要なリスクが特定およびカバーされていることを適切に保証する。



第1の統制ライン：運用管理

グループ企業の事業およびリスクの統制に関する報告

各グループ企業（EDFおよびその被支配子会社の範囲で2024年は53社）は、事業およびリスクの統制について（内部統制の枠組みの要素に関する自己評価を含む）年次報告書を作成する。各報告書により、行われる統制のレベルおよび行動計画について、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、そのすべての「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要件の統制について、それらのリスク分類に沿って評価する。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管理についての自己評価が含まれる（「第3 3（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。）。

企業リスク分類

グループ企業および子会社は、当グループの共通の方法を用いて年間リスク分類を作成する。リスク分類プロセスは、以下に基づく。

- ・経営責任原則
- ・オペレーショナルリスク、政治および規制に関するリスク、金融リスクおよび戦略リスク等、あらゆるリスクを含む、リスクの類型論
- ・各リスクの定性的評価方法
 - 影響（内外の影響を含む多基準評価）
 - 確率
 - 統制レベル
- ・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（経営陣が責任を負う。）

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、その評価、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、各企業および子会社は複数の方法論的文書およびツールを利用できる。

- ・リスク分析の方法論的指針
- ・一連の内部統制基準（内部統制指針および詳細な自己評価枠組み）
- ・リスク分類、内部統制の自己評価、および行動計画の監督について報告するためのソフトウェア・パッケージであるICAR（デボチームによるアキュレージをベースとする。）

第2の統制ライン：リスク管理および事業統制

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を主導および調整する。

グループ政策（以下のリストは、各政策がカバーする分野および関連する指示を示す。）

- ・管理および運用
 - 運用原則／リスク管理および内部統制
 - 子会社および関連会社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
- ・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セキュリティ
- ・企業の社会的責任に関する方針
- ・人事
 - 安全衛生
 - 報酬および従業員給付金
 - 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

- ・供給者に関する方針および関連する指示
- ・不動産・一般サービス
 - －団体旅行
 - －フランスの非産業用不動産
- ・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
- ・財務および市場ならびに関連する指示
 - －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
 - －債務
 - －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
 - －ISガバナンス
 - －データ管理
 - －情報システムのセキュリティ

「リスク・内部統制・危機」（RCIC）部門は、2024年、「運用原則／リスク管理／内部統制」方針の変更に伴い設置され、当グループのリスク部門担当部長が統括している。この部門は、リスク、内部統制、市場リスク、金融リスクおよび危機管理や事業継続に携わる、企業、子会社および当グループのリスク部門の代表者で構成されている。RCIC部門の主な任務は、行動の実施のための補完原則および説明責任の原則に基づき、当グループのすべてのレベルにおいて、リスク、内部統制および危機管理について規定、助言、統制および統括することである。

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。

- ・当グループのパフォーマンスおよび主要なプロジェクトの管理に関するリスク
- ・当グループの原子力事業に固有のリスク
- ・政治および規制の状況ならびに法律上の課題に関するリスク
- ・金融リスクおよび市場リスク
- ・戦略リスクおよび当グループの変革に関するリスク

これらのリスクについては「第3 3（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に基づき、当グループのリスク部門は、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によって補足されるもので、執行役員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。これは、リスク委員会によって検証され、取締役会のリスクおよび監査委員会による調査後、取締役会に提出される。

リスク管理、CSRDおよび注意義務

リスクの内部的影響および外部的影響の両方をカバーする多基準リスク評価アプローチにより、当グループのリスク分類（「第3 3（2）当グループが晒されるリスク」を参照。）、警戒計画のリスク要素および二重の重要課題分析の間の一貫性が確保される。

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統括する。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、監査資源の機能調整に責任を負う。2024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、規約に定められている。この規約には、監査の基本的原則、監査プログラムの策定手続、行うべき保証業務の種類、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。これは、監査機能に適用される倫理規約を含み、倫理観を高めるよう設計されており、監査人がその職業および内部監査の実務に関連する基本原則を尊重および適用しなければならないことを再認識させるものである。

IADは、会長兼最高経営責任者と直接連絡を取ることができ、リスクおよび監査委員会に対して監査作業の報告を行う。同委員会は、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が業務量に対して適当であることを確認する。

監査人はいずれも、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。そのすべての業務（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のプロセスの概要が決められ管理されている。内部監査機能は、定期的に公認監査人による任意の外部評価を受けている。2024年に行われた最新の評価においては、内部監査機能が引き続き内部監査の専門的実務に関する国際基準を満たしていることが確認された。この遵守は、監査手続の厳格な監視、定期的な評価、および推奨される最良の慣行を取り入れ続けた結果である。

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横断的機能、ならびに方針およびリスクの監査を行う。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る。子会社の監査部門は自社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分類に基づいており、経営計画「2035年目標」の戦略的優先事項の一部である。

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、行動計画としてまとめられる。提案された行動計画は意見を求めるためIADに転送され、IADはこれを監督する（監査報告書が公表されてから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監視報告をまとめる。また、当グループのリスクの統制レベルについて、監査の概要を示す。この概要書は、IADにより、会長兼最高経営責任者、執行委員会、次いでリスクおよび監査委員会ならびに取締役会に提出される。

外部統制

EDFグループは、AMFの監督を受ける。国有企業として、EDFは、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）、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（企業の財務書類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 主要な事業統制プログラム

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 3（2）①パフォーマンス・リスク」を参照。）が満たされていることを保証するために事業統制プログラムが存在し、主要なリスクに応じて選択されている。

（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、以下のルール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、当該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、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、贈与および誘引に関するルール、ならびに利益相反の防止および注意義務を含め、その適用を支援するように策定された、手引書および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最上位の方針である。新設の規制が適用された場合はアップデートされ、監査を受ける。
- ・当グループの3つの価値（尊重、連帯、責任）に基づきグループ倫理憲章が策定され、当グループ従業員の日常的な行動および行為の規範となる要件を定めている。

- ・2023年に見直された倫理・コンプライアンス行動規範は、各企業の内部規則に反映されており、腐敗防止のための参考文書である。この規範は、従業員全員に適用される（フランス「サパンII」法の適用）。
- ・EDFグループの内部告発、コンプライアンスおよび注意義務に関する指示書により、当グループの従業員および外部または臨時の労働者、ならびに第三者は、透明性、腐敗対策および経済活動の近代化に関する2016年12月9日付「サパンII」法、ならびに親会社および請負企業の注意義務に関する2017年3月27日付「注意義務」法、またはフランス労働法に定義された不正を通報することができる。

(ii) 資産セキュリティおよび情報システムのプログラム

数年前から、EDFグループは、悪意ある行為に対する資産保護および情報システム・セキュリティに関する各方針の対象となる、情報および情報システムのセキュリティ・プログラムを有している。2024年、サイバー・セキュリティ・リスクの緊急性は「高」に引き上げられた。事業統制における主な戦略的焦点は、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
- ・当グループ全体にセキュリティ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
- ・検査の統一性およびインシデント対応能力を予測し、強化し、維持すること

2024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 3 (2) ①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 C－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）のリスク」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、上場企業のガバナンスの原則に従うものであり、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標準的方法により、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) 2024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。

（資本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は個別に調査され、機密および迅速な対応を確保するため、売却委員会が監督する。

(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統制を組織している。

以下の主要な任務を負うパフォーマンス監督および報告：

- ・グループ企業のパフォーマンスの監督への寄与
- ・部門および被支配子会社における予算監督への寄与
- ・財務管理方法およびプロセスの策定および周知徹底。これにより当グループ内に管理文化を育む。
- ・経営サイクル・プロセスの監督、その要約、ならびに部門および子会社に対する決定の提案
- ・適切な資源配分に寄与するための、中長期的な財務の軌道の開発

会計：

- ・EDFの企業財務書類
- ・当グループの連結財務書類の作成
- ・会計制度を確実に遵守すること
- ・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

税務：

- ・当グループの税務方針に詳細が記載された要件を満たしながら、税務の一貫性を確保すること
- ・税務および関税に関する法的義務および申告義務の適切な履行を確保すること
- ・会計および繰延税金の監視、ならびに会計の定期的なレビュー
- ・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：

- ・当グループのヘッジ対象資産、負債および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ことを主な目的として、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、ならびに取得および売却取引、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、リスクおよびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限の管理の原則を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業ルールを策定する。
- ・資本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の統制方針に従った当グループの資金調達の確保
- ・当該方針の原則が適切に適用されていることの確認。資金管理を担当する金融取引担当部署の持高は、当グループのリスク部門が監督する。

資金調達、財務および金融リスクの統制方針は、グループ企業が、金融リスク（具体的には流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよびカウンターパーティ・リスクに関するもの）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、これらのリスクの二次統制を行う。

- ・方針の原則が適切に適用されていることの確認
- ・現金管理を担当する金融取引担当部署のポジションの統制。かかる業務には、指標およびリスク制限が毎日チェックされるシステムがある。市場委員会は、四半期に1回、該当する場合は、作業ルール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確認および検討する。

EDFの専用資産に関する金融リスクの設定、管理および統制に関する方針は、業績・影響・投資および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、リスクおよびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限の管理の原則を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業ルールを策定する。

適用される基準およびルール

EDFグループが使用する会計基準は、国際会計基準審議会（IASB）が発表し、欧州連合の承認を受けた国際基準を遵守している。これらの国際基準は、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の解釈である。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、2024年12月31日現在の連結財務書類の注記に要約されている。

会計および財務情報の作成ならびに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。具体的な内部統制手続については、当グループの指針「内部の会計および財務の統制」に記載されている。企業が実施すべき統制目標は毎年アップデートされ、当グループの内部統制指針に記載され、その結果は内部統制自己評価報告書において各企業が評価する。

事業ラインおよび子会社の財務管理担当部長は、各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、グループ企業全体への指示の共有、および一貫した実施の確保が容易になる。

EDFの各事業または機能の担当部長は、それぞれが責任を負う会計情報の完全性について、財務管理担当部長と共同で表明書に署名する。この書面は年に2回、業績・影響・投資および財務部門に送付される。EDFの各事業または機能の担当部長は、EDF SAの会計部門担当部長および当グループの税務部門担当部長に送付されるコミットメント・レターに記載された、それぞれが責任を負う企業の会計および財務の内部統制システムの質、ならびに次期の改善目標について、年に1回これを確約する。これに対して、各取締役は、様々な評価基準に基づき、EDF SAの会計部門担当部長および当グループの税務部門担当部長により署名された、企業の会計および税務の質についての評価を記載した文書を受け取る。

会計の質については、EDFの各部門に一連の指標が規定されており、各プロセスについて、会計情報の遵守ポイントを評価している。各子会社は、当グループの会計および財務の内部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統制手続

連結財務書類は、当グループのトラジェクトリー・業績および報告管理部門が、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。連結範囲に含まれる可能性のある企業に対する投資が重要であるか重要でないかは、定期的に検討され、毎年法定監査人の評価を受ける。当グループの連結財務書類に適用される範囲は、2024年12月31日現在の連結財務書類の注記に記載されている。

中間連結財務書類はリスクおよび監査委員会に提出され、その後取締役会の承認を受ける。12月31日現在の年次連結財務書類は、リスクおよび監査委員会のレビュー後、取締役会に承認され、最後に株主総会によって承認される。

各半期および年次報告期間の終了時に、要求される主な成果物を記載した指示書が作成される。

経営予測および成績は、会計チームと経営チームに共通する一連の基準およびシステムを用いて作成される。これにより、当グループの経営の一貫性が強化される。あらゆる組織レベルにおける意見交換が容易になり、また提供する情報の質に寄与している。

EDFの個別財務書類の作成および統制手続

EDFの個別財務書類は、EDF SAの会計部門および当グループの税務部門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、12月31日に終了する年度を対象とする。これらはEDF取締役会が承認し、その後株主総会が承認する。

EDFの取引会計の大部分は、第三次サービス部門の共通会計および助言サービス・センター（CSP2C）が行う（核燃料部門、島部エネルギー・システム、廃炉および廃棄物プロジェクト部門、ならびに人材管理者育成部門の人件費の会計を除く。）。「統治協定」により、各部門、会計連結部およびCSP2C、または（場合により）その他の会計担当者のそれぞれの責任が規定されている。

特定の会計手続について事前に計画し、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、EDFの諸部門と準備会合が行われる。

(v) 危機管理および事業継続

例外的な事態が発生した場合にとられる危機管理措置は、災害によって引き起こされた損害の修復費用や、当グループの商品およびサービスの供給中断による収入の喪失を上回るコストがかかる可能性がある。

EDFには、このリスクに対処するための危機管理および事業継続方針がある。この方針は、これを実施するために必要な組織原則と措置を定義しており、主なものは以下のとおりである。

- ・危機管理機能ならびに恒久的な内部告発および警告システムが確実に備わるようにすること
- ・危機管理手続が存在し、定期的にアップデートされ、関連リスクにふさわしいことを確認すること
- ・危機発生時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
- ・各企業に事業継続計画が確実に存在し、アップデートされるようにし、また危機および危機訓練から学んだ教訓が体系的に確実に考慮されるようにすることで、同様の危機を回避し、またはその影響を制限し、それによって事業継続計画を強化していくこと
- ・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

局地的な影響（暴風雨キアラン）や国際的な影響（ロシア・ウクライナ紛争、イスラエル・パレスチナ紛争に関する継続的な制裁）を伴う相次ぐ危機は、この方針の適用性を試したが、これまでのところその堅牢性が確認されている。危機訓練プログラムでは、危機管理措置の有効性と全体的な一貫性を定期的に検証している。

危機への備えを強化し、過去の連続的な危機から得た教訓を組み合わせることで、特に事業継続計画で扱われているすべてのテーマの対象範囲と詳細レベルについて、危機管理方針の内容は以下のとおり強化された。

- ・2022年、COVID-19の経験を統合した新版パンデミック計画が策定された。
- ・各部門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計画との一貫性および相互理解を確保するため、2021年に情報システムの調整作業が行われ、2023年にはサイバー演習とともに継続された。
- ・逼迫した電力システムでもマージンを生み出すための手段の発動と、電力市場に大きな負荷がかかっている状況下での2022年または2023年の一時的な電力供給不能への備え
- ・事業継続性と専用の行動計画の実施に影響を与える可能性の高い具体的な状況について、準備作業を実施した。例えば、2024年にはパリ・オリンピックおよびパラリンピックに関連する制約を管理するための計画が策定された。

(vi) 保険

その資産を保護し、財務状態に対する特定の事象の影響を限定するため、EDFグループは、財産損害、民事責任および人身障害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。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）EDFグループの保険に関する方針を策定し、保険により管理可能なリスク（保険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、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。

当グループの保険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、以下を含む複数の義務を負う。

- ・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。

- ・申告金額および業務をアップデートする。
- ・請求履歴を分析し、請求管理に参加する。

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（予想最大損失額すなわちPMLの評価）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の恒常的な改善を支援する。リスクの防止に関し、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：

当グループの保険方針は、当グループが市場に移転することを選択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を通じた大量購入
- ・従来の市場と他の種類の補償の分散
- ・個別企業および当グループの控除免責金額
- ・仲介費用の最適化

実施原則：

戦略的保険方針委員会は、2011年以来、事業ラインおよび保険部門に対し、保険方針の変更およびその実行方法（特に当該プログラムの主要な特徴に関するもの）について協議するための情報を提供している。

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、当グループのリスク分類および保険適用を分析する。この共通認識により、EDFは、当グループの保険原則に従って、付保すべきリスクへの適用範囲を改善し、必要に応じて拡大することができる。

当グループの保険プログラムは、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含めることを目的としている。

保険契約は、標準的な市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

この方針は現在、買収取引の完了後直ちに当グループの保険プログラムに統合されたArabelle Solutionsで適用されている。

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グループの自家保険会社（FramatomeおよびEDF Energyは、自らの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。）は、以下のとおりである。

- ・Wagram Insurance Company DAC：2003年にダブリンで設立された保険会社であり、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：2003年にルクセンブルグで設立された再保険会社であり、当グループの保険プログラムの大多数に関与している。
- ・EDFは、当グループ（EDFおよびその連結子会社）が所有または委託により運営する資産（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のメンバーでもある。Everenは、エネルギー部門の事業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。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によるこの補償と、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原子力リスクの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により、EDFグループは、保険プログラムに係る費用を削減し、追加の保証から恩恵を得ることができる。

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、それらが企業の事業中に第三者に対して与えた損害により生じる可能性のある民事責任（原子力損害を除く。）の財務上の影響から保護する一般の民事責任保険を有している。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取ら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：リスク管理および事業統制」と題する項目に記載されている。

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。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、民事責任保険プログラムがあり、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、執行機能に関連して生じる民事責任請求の財務的影響から保護している。

損害保険（原子力資産を除く。）

従来型の損害保険プログラム

従来型の損害保険プログラムの対象範囲には、特にEDF Energy、Edison、Dalkiaおよび配電網事業者であるEnedisをはじめ、EDFのほとんどすべての子会社が含まれる。

Wagram Insurance Company DAC、ならびに他の保険会社および再保険会社は、Everenが提供する保険に加えて、1十億ユーロまで補償上限を引き上げ、財産損害および事業中断についての拡張補償を提供している。

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を補償するが、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取ら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：リスク管理および事業統制」と題する項目に記載されている。

Framatomeは、燃料製造施設を除く自社のすべての施設に影響する損害および結果的な事業中断について、0.5百万ユーロを超えない損害および1百万ユーロを超えない事業中断を免責として、505百万ユーロを上限に独自の保険プログラムを設定している。

EDF Renewablesは、損害および事業中断のリスクをカバーする、資産専用の保険プログラムを設定している。

「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（一般的な作業現場のリスク、ならびに一般的な組立ておよび試験に関するリスク）を補償する保険契約を有している。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3およびヒンクリー・ポイントCのEPR、コンバインド・サイクル発電所、ダム等の建設のような大型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、サイバー・リスク保険が導入された。この80百万ユーロの補償は、EDFおよび当グループの子会社に対して、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。

原子力事業者に対する特別保険

原子力事業者の民事責任は、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によって規定されている。パリ条約は、原子力損害について、金額および期間（*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。*）を限定し、原子力事業者に特化した、特別な「厳格責任」制度（無過失責任）を構築した。かかる条約は、フランスおよび英国を含む、かかる条約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。損害賠償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を、1,200百万ユーロを上限に支払わなければならない（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、現在は人身傷害および物的損害に加えて、経済的損失、予防措置の費用、損なわれ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。

かかる条約は、事業者が保険に加入し、または利用可能な資金を十分有することを保証するために設定された責任金額についてその他の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、原子力事業者の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。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）

ロ）、核物質の輸送に係る1回の原子力事故については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「原子力民事責任保険プログラム」を設定した。このプログラムにより、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基づく債務を支払うことが可能となる。この保険は、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ELINIとの間で、分担して提供されている。

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、英国の原子力保険プールであるNRI、当グループの自家保険会社およびELINIの保険に加入している。英国の事業者の義務は、2022年1月1日から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保険

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、原子力事故の影響を除き、控除免責金額である15百万米ドル控除後の450百万米ドルの60%に相当する、フランスおよび英国のコードゾーン内の重大な損害をカバーする。

また、Everenの取締役会は、2023年1月1日以降の原子力のホットゾーンの除外を修正し、燃料が取り除かれた場合には、特定の主要な維持管理作業も補償範囲に含めることを決定した。

原子力施設のための保険は、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20百万ユーロ控除後の80百万ユーロを上限に、EMANI、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（Océane Reによる再保険を付保されている。）が提供する補償によって補完されている。
- ・英国において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、保険プログラムによって補完されている。このプログラムの金額は、発電所の技術および状態に応じて1十億英ポンドまでとされており、EMANI、NRIおよびNorthcourt（英国の専門的な保険会社の委員会）によって提供されている。

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事業中断について、5百万ユーロを超えない損害および90日を超えない事業中断を免責として、650百万ユーロを上限にEMANIの保険に加入している。

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、2024年は324百万ユーロである。

(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および財務状態、ならびに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、当グループの環境または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、それらを統制するための主要な行動について、以下に表示する。一般的なリスクについては説明していないが、同様に十分考慮している。

当グループのリスクの中には互いに依存しているものもあるため、全体として検討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 3（2）①パフォーマンス・リスク」から「第3 3（2）⑤当グループの変革および戦略に関するリスク」に記載されている。

- ・「第3 3（2）①パフォーマンス・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 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」は、特に当グループの原子力事業に関する活動について、「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」を補足するものである。
- ・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 3（2）③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 3（2）④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 3（2）⑤当グループの変革および戦略に関するリスク」では、気候変動、新たな競争、ならびに技術および社会の変化に伴う変革の必要性に応じて、当グループが特に戦略および技能面で適応する能力に関するリスクについて説明する。

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の関連が明確になるよう、番号が振ってある。

本項のリスクの中には、環境、社会およびガバナンス（ESG）に関するものもある。前項で言及された当グループのリスク分類手法においては、以下を有している可能性がある。

- ・内部的影響（この場合、サステナビリティ報告書の目的上「リスク」とみなされる。）
- ・外部的影響（この場合、サステナビリティ報告書の目的上潜在的な悪「影響」とみなされる。）

2つの分析は互いに整合する。すなわち、IRO（サステナビリティ報告書のリスクまたは悪影響）とは、本項で述べたリスクのESG側面の内訳を示すものである。リスクとIROとの対応については、下表に詳述されている。

本書において特定されたリスクはすべて、当グループに対して推定される影響の規模が大きいと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、これらのリスクの順位が決定される。この順位付けにより、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。リスク・カテゴリー自体の順序付けは行われない。

原則として、エクスポージャーの範囲は、フランス、ベルギー、イタリア、英国および当グループが事業を行うすべての国である。エクスポージャーの範囲がより小さい場合は、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、検討する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（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。

リスクを管理するため、統制措置を実施している。これらの措置には、すべてのリスクに適用される内部統制および資本コミットメント承認プロセス等の措置（「第3 3（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

緊急性は、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. パフォーマンス・リスク	1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク	高
	1 B－原子力発電所の運転目標および／または耐用年数延長目標未達成のリスク（フランスおよび英国）	高
	1 C－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）のリスク	高
	1 D－労働衛生または労働安全に対するリスク（従業員および下請業者）	中
	1 E－サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性に関するリスク	中
	1 F－水力発電の安全に関するリスク	中
	1 G－EDFの需要と供給の不均衡リスク	中
	1 H－停電リスク	低
	1 I－労働安全リスク、および生物多様性を含む環境資産に対する影響	低
2. 原子力事業に関する特定のリスク	2 A－放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連義務の確実な履行に関するリスク	中
	2 B－燃料サイクルの管理に関するリスク	中
	2 C－運転中の原子力安全リスクによる原子力民事責任	中
3. 市場規制、政治および法律に関するリスク	3 A－フランスおよび欧州における、特にARENHおよびARENH終了後の制度に関連する公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク	高
	3 B－水力発電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク	中
	3 C－配電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク	中
	3 D－倫理またはコンプライアンスに関するリスク	低
	3 E－訴訟リスク	低

4. 金融および市場に関するリスク	4 A－エネルギー市場リスク	高
	4 B－当グループの貸借対照表上の資産および負債に関するリスク	中
	4 C－金融市場リスク	中
	4 D－金利リスク	中
	4 E－流動性リスク	中
	4 F－カウンターパーティ・リスク	中
	4 G－為替リスク	低
5. 当グループの変革および戦略に関するリスク	5 A－技能の適応に関するリスク	中
	5 B－気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク	中
	5 C－破壊的变化に直面した際の変革能力に関するリスク	中
	5 D－長期にわたる従業員給付義務に関するリスク	中

① パフォーマンス・リスク

1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク

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、貸借対照表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および／またはプロジェクト・マネージャーとして）特に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）で現在進行中のEPRプロジェクトといった非常に複雑なプロジェクト、ならびにフランスのEPR2プロジェクト等の今後のプロジェクトを実行している。これらのプロジェクトは、多額の投資と、規制承認および審査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、フランスの原子力産業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、特に財務実績および貸借対照表に関する重大なリスクである。

当グループにおいて現在進行中のその他の大型プロジェクトは、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（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 B－原子力発電所の運転目標および／または耐用年数延長目標未達成のリスク（フランスおよび英国）」に記載されたグラン・カレーナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラムおよび「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」のリスク要因「2 A－放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連義務の確実な履行に関するリスク」に記載された廃炉プロジェクト）
- ・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

b1) 横断的なリスク

これらのプロジェクトは、その産業的实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、操業開始の遅延とそれに伴う費用の増加、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減損にさえつながるおそれがある。

これらのプロジェクトは、その規模を踏まえると、当グループの利益および貸借対照表（特に自己資本および資金調達力、ならびに成長戦略）に極めて重大な影響を及ぼす。

その他にも、プロジェクトのスケジュール、費用および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、利益、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。

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もある。

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プロジェクト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적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、およびその結果、当グループの戦略的目標を達成できない可能性があることである。

資金調達および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、適切な市場組織、ならびに受入可能な資金調達および収益条件を必要とする。経済情勢や制度的な環境、またはプロジェクトの進捗状況によって、必要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。

英国においては、ブレグジット後の状況により、プロジェクトの実施および収益性の条件の変化につながる可能性があり、英国における当グループの将来のプロジェクトに投資を誘致するための十分な条件が整わない可能性がある。特に、労働力の確保および現場の生産性に影響を与える可能性がある。

また、欧州タクソノミにおける原子力事業の分類には制限的な条件が付されており、この規則には、燃料サイクルは含まれていない。これは、原子力発電が低炭素電力の一形態であると認識されるには不十分なシグナルとなる可能性があり、新規プロジェクトに対する資金調達へのアクセスに影響を及ぼす可能性がある。これらの要素は、将来の大型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（「第3 3（2）③市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「3 A—フランスおよび欧州における、特にARENHおよびARENH終了後の制度に関連する公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク」を参照。）。

外的リスク—政治リスクおよび地政学リスク、行政手続リスク

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。EDFとのプロジェクトに従事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、関連す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に影響を与えるおそれがある（リスク要因「1 E—サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性に関するリスク」を参照。）。これらのリスクは、2025年1月の米国新政権発足後の国際的制裁や課税措置の可能性など、地政学的緊張の再燃によって悪化している。

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、その発行には行政的課題、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当グループの大型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、地元住民の受入れに関して困難が生じたりするおそれがある。また、すべての大型プロジェクトは、バリュー・チェーン全体を通じて労働者の権利に対する当グループのコミットメントを尊重するという課題を有している。

循環的リスク

インフレ圧力は、プロジェクト費用の増加につながるおそれがあり（特にリスク要因「1 E—サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性に関するリスク」を参照。）、サプライ・チェーンに携わる事業者の財務力に影響するおそれもある。

その他のリスク

原子力事業（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、燃料サイクル）に固有のその他の問題およびリスクについては、「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」に記載されている。

b2) 主要なプロジェクトおよび関連する統制行動に固有のリスク

フラマンビル3 EPRに関するリスク（フランス）

フラマンビルの公表されたプロジェクト・スケジュールおよび費用目標の達成は、現在、原子炉が公称出力の100%に達する前に試験を完了することが条件となる（「第2 3（2）①（i）（ロ）フランスにおける原子力発電—フラマンビル3 EPR」を参照。）。

このプロジェクトは、原子炉増設の連続フェーズで行うべき試験中に偶発事象（機器の損傷等）が発生した場合、追加費用および遅延が発生するおそれがある。しかしながら、全体のスケジュールおよび完了時の費用に関するリスクは低いと考えられる。

台山EPRに関するリスク（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。台山1号機は2018年12月13日に、台山2号機は2019年9月7日に、商業稼働を開始した。

これらの資産の収益性は、台山で発電された電力の購入料金と関連しており、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。中国のすべての拡張可能な発電施設と同様に、台山発電所の実際の運用は、各省の送電網事業者によって決定され、台山の場合は広東省である。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。2024年末現在、当局はそれ以上の発表を行っていない。中国におけるすべての拡張可能な発電施設と同様に、台山発電所の実際の運用は、省レベルの電力網運営者によって決定される。台山の場合、運営者は広東省である。

これらの資産の収益性には、中国電力市場の成長につれこの料金での販売量が変化するリスクもある。

TNPJVCが行った資金調達合意には、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、結果として台山発電所に追加の減損計上が必要となるおそれがある（EDFの2023年度の財務書類上、TNPJVCの資本持分の価値は940百万ユーロである。2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記12.2.1を参照。）。

ヒンクリー・ポイントC—EPRに関するリスク（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綿密な監視が、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。

プロジェクトの完了までの主要なリスクは、以下に関するものである。

- ・特に、電気機械および換気アセンブリ（MEH）に必要な技能と資金を確保する能力。この生産性は目標値に達していない。
- ・起動試験のスケジュールに沿って、適格な機器を提供する能力
- ・インフレの影響を受けやすいプロジェクト費用の管理と、スケジュールの遵守
- ・地政学およびマクロ経済的環境に起因するサプライ・チェーンの問題を有効に管理する能力

プロジェクトの見直しは、2024年1月に完了し（EDFの2024年1月23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。）、2基の原子炉の建設スケジュールの改定および費用の新たな見積りが行われた（英国における新規の原子力発電所建設事業については、「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新たな原子力産業」を参照。）。

複数のシナリオが検討されている。

- ・プロジェクト構成の基盤となる第1のシナリオは、2029年に1号機の発電を開始するという目標に対応するものである。このスケジュールは特に、現在策定中の行動計画の実施に担保された電気機械アセンブリの生産性目標に基づいている。
- ・第2のシナリオ（ベースケース）では、これらの行動計画の成功、これらの施設の建設および試験スケジュールに固有のリスクを考慮し、2030年に1号機の発電を開始する。
- ・最後に、プロジェクトの複雑さを踏まえて、不利なシナリオでは、ベースケースより12か月超遅い、2031年に1号機の発電を開始する可能性がある。

最初の2つのシナリオでは、プロジェクトの完了時の費用は現在、2015年の価値で31十億英ポンドから34十億英ポンドと見積もられている。土木工事の費用と電気機械フェーズの期間延長（および他の工事への影響）が、この建設費用の改定の主な2つの理由である。不利なスケジュールのシナリオでは、2015年の価値で約1十億英ポンドの追加費用が発生する。

2024年には、土木工事および電気機械工事のパフォーマンスは期待された結果をもたらさなかった。行動計画が実施され、プロジェクトは、上記の最初の2つのシナリオの費用とタイミングの範囲内に収まっている。

また、HPCプロジェクトの資金需要は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、株主は追加的な資本（任意の資本）を提供するよう求められた。現在は、当グループのみが任意の資本を拠出しており、HPCの稼働開始まで資金調達方法を積極的に模索していく。

HPCプロジェクトの収益性と資金調達、以下の影響を受けやすい。

- ・ HPC EPRユニットの建設が遅れ、または2036年10月31日を経過し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）（d）新たな原子力産業」を参照。）。
- ・ 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
- ・ 英ポンドとユーロの為替レート。このリスクには、HPCプロジェクトおよびグループ・レベルで段階的なヘッジ戦略が設定されている。

CGNが任意の資本を拠出しない場合、EDFの収益性に影響する可能性（希釈化リスク）のある負債または資本による代替資金調達が必要になる可能性がある。

フランスの発電所の改修（EPR 2）に関するリスク

フランスにおいては、市場組織が不適切で、EPR 2原子炉の開発を継続するために必要な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で発生する開発費用のため、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要素も、エンジニアリング業務の中断、ならびに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。

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満たすことである。

このためには、事前に複数の行動を取る必要があり、その主なものは以下のとおりである。

- ・ 十分に成熟した設計に基づいて、完了時の費用見積りとスケジュールを統合すること
- ・ プログラムの体系化後、2022年に専門のプロジェクト事業者（原子力プログラム局）が設置されたことを受け、資金調達、規制、およびフランス政府とEDFが取り組むガバナンス計画の策定
- ・ 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
- ・ プログラムのスケジュールと適合する期間内での行政認可の取得

サイズウェルCのEPRに関するリスク（英国）

サイズウェルCと、その株主であるEDFおよび英国政府は、主に以下の条件に従って、2025年に予定されているサイズウェルCプロジェクトの最終投資決定に至る残りのステップの最終調整に協力している。

- ・ 規制資産ベース（RAB）ライセンスや政府支援パッケージ（GSP）の完了を含むプロジェクトの資金調達確保、および現在進行中の民間投資家からの追加資金調達プロセスの最終決定（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新たな原子力産業」を参照。）
- ・ プロジェクトの基本スケジュールと完了に係る費用に関する英国政府との合意
- ・ 必要な認可のうち未取得のもの（特に補助金の管理に関する認可）をすべて取得すること
- ・ EDFがサイズウェルの建設段階の資金調達に寄与できるか否かは、以下を含む一定の条件に左右される。
- ・ サイズウェルCに対する持分を、19.99%を超えない水準に削減すること
- ・ EDFグループの財務書類（信用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
- ・ EDFの投資方針に基づき、最大19.99%の持分を保有する投資家として期待される資本収益率

EDFのサイズウェルCへの資金提供のコミットメントは、最終投資決定（FID）日までは出資上限の対象となり、2023年12月にこれに達したため、この金額を超えてプロジェクトに資金提供を行う義務はない。

（十分なりリスク配分を損なうことなく）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わない。

最終投資決定を行う上で有利な状況を作り出すための主な行動には、以下が含まれる。

- ・ 英国政府と協力してこの最終投資決定に向けた最終的なステップを完了する。英国政府は現在、大株主である。2024年10月、サイズウェルCの株式と負債の調達プロセスがまもなく最終段階に入ることを確認した。
- ・ サプライ・チェーンに携わる事業者と協力し、複製戦略を含む適切な契約戦略を策定すること
- ・ HPCプロジェクトから得た経験を考慮した費用およびスケジュールの詳細な検討

ジェイタプール・プロジェクトに関するリスク（インド）

2021年4月に拘束力のある技術的および商業的提案が提出された後、EDFは、フランス政府の支援を得て、6基のEPR技術ユニットのニュークリア・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ギャラリーのためのすべての調査および機器を供給するため、両国政府の要請で立ち上げられた特別タスクフォースについてインドの利害関係者と協議を続けている（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国」を参照。）。

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（特に認可、建設、アセンブリおよび全体の統括のリスクを負い）ジェネラル・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。

ジェイタプール・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企業について技術、産業および費用統制のリスク、ならびに予想収益モデルに基づいて事前に定めた経過目標がないというリスクが伴う。実質的な税の側面を含むカントリ・リスクに加えて、最終的な契約の締結前に、インドにおける原子力民事責任規則に関する条件や、確実なプロジェクト資金調達計画を確立する条件を満たさなければならない。

ドコバニ・プロジェクトに関するリスク（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ČEZ、そのプロジェクト会社であるElektřárna 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。

EDFは、ドコバニおよびテメルン用地におけるEPR1200型原子炉1基から4基のエンジニアリング調査、機器供給、建設および稼働、ならびに各ユニットにおける初装荷燃料および追加5回分の燃料の供給を含む3つの拘束力のある提案を提出している。すなわち、（i）2022年11月30日に提出された条件付きで拘束力のある入札、（ii）2023年10月31日に更新された拘束力のある入札、および（iii）2024年4月30日に提出された、1基から4基のEPR1200型原子炉に関する拘束力のある追加提案（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）国際動向」を参照。）である。

2024年7月17日、チェコ政府は韓国の企業であるKHNPを優先入札者に選び、ČEZおよびKHNPとの間で独占交渉が開始された。しかし、EDFは正式には落選しておらず、その入札は有効なままとなっている（入札規則では、優先入札者の変更が認められている。）。

EDFは、KHNPが選定されたことについて、チェコ競争当局を通じて国レベルで、および欧州委員会に対して、異議を申し立てることを決定した。これら2件の手続は現在進行中である。

EDFの最新の提案が再検討された場合、EDFは、入札プロセスに従ってその内容を更新し、リスクのレベル（技術リスク、工業リスク、ならびにコストおよびタイミング管理に関するリスク）が変化する可能性のある商業的結果に対するエクスポージャーを調整しなければならない可能性がある。

c) 横断的な統制行動

原子力事業の新組織

2024年4月1日、原子力事業のための新たな組織構造が発足した（「第2 3（2）①（i）（イ）原子力に係る組織およびガバナンス」参照。）。

警戒計画およびCSR問題

プロジェクトの管理は、EDFの警戒計画に従い、各プロジェクトがバリュー・チェーンを通じて人権、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、現地および地域の開発、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。

FramatomeおよびArabelle Solutionsに固有の統制行動

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は、いずれもFramatomeおよびArabelle Solutionsが調査、部品またはサービスを提供する際の質、および契約の遵守にかかっている。これらの企業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。

FramatomeおよびArabelle Solutions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事業を通じて、当グループをリスクに晒す可能性もある。当グループのエクスポージャーは財務面（カウンターパーティ・リスクを含む。）であるか、または当グループの評判に関するリスクである可能性がある。

1 B－原子力発電所の運転目標および／または耐用年数延長目標未達成のリスク（フランスおよび英国）

概要

当グループは、特に点検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修理または改修が行われた場合、安全性および利用可能性に関する原子力発電所の稼働目標を達成できない可能性がある。その原子炉の稼働について、現行の計画耐用年数を超えて継続できない可能性があり、フランスおよび英国において当該年数終了まで稼働する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、稼働中の発電所の稼働を延長するための改修（フランスにおけるグラン・カレナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラム）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、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残る発電所にも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年を大幅に超えて継続することを模索している。

10年点検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、大規模な産業改修プログラム（グラン・カレナージュ（Grand Carénage）プログラム）を策定し、その基本方針は2015年に取締役会の承認を受けた。

2021年12月15日、EDFは、シボー発電所の原子炉1号機の10年点検中に、安全注入系（SIS）内の配管溶接部に「応力腐食」と呼ばれる現象が検知されたことを公表した。同様の欠陥は他の発電所における主要一次回路の補助回路でも検知されている。この現象に対処するため検査および修理プログラムが発生し、原子力発電量に影響が生じている。点検プログラムは計画どおり継続している。

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42暦年から44暦年の間で、サイズウェルBの加圧水型原子炉（PWR）については40年である。EDFによるBritish Energyの取得以降、AGR原子炉の耐用年数は平均約7年延長されている。PWRは、その稼働を現行の計画である40年の経過後に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任意の型式もしくは1系列の原子炉に共通する故障のリスクが伴う（「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、修繕または費用のかかる重大な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。当該発電所の運営もしくはその発電量に影響を与え、当該発電所の全部もしくは一部の一時的操業停止もしくは閉鎖を招く事象が発生する可能性もある。
- ・前述した「応力腐食」が検知されたことにより、広範囲にわたる点検を行い、現象の影響を受けた配管部分を交換するため、原子炉が操業を停止するに至った。残る点検プログラムによっては、対象を絞った修理および交換が行われる可能性がある。
- ・EDFは10年点検において、各原子炉につき研究および改修を行い、安全性を向上させて各原子炉がさらに10年間稼働できることを証明する。各原子炉につき点検結果報告書の受領後、ASNは、事業者が講じた措置について見解を示し、さらなる要求を与えることがある。かかる要求には、交換不可能な機器、すなわち原子炉容器および原子炉格納建屋について、点検後にさらに10年間稼働できることを証明する研究が含まれる。
かかる研究は、フランスおよび世界のデータに基づいており（米国においては、6基の原子炉が最長80年の運転認可を受けており、その他の10基については、運転認可更新申請が審査中である（2025年末までにさらに6基が計画されている。）。原子力規制委員会（NRC）の職員は、その後の免許更新（SLR）を、60年から80年に延長された耐用年数について行うと定めている（www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html）。）、耐用年数延長目標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、既存の原子力発電所についてEDFに追加の保護措置を取ることを義務付ける可能性もあり、これはそのパフォーマンスに影響するおそれがある。
- ・900MWe系列の4回目の10年点検の一般的段階に関する2021年2月23日付決定において、ASNは、ASNが発表した要求への対応を合わせたEDFの対策なら、これらの点検の特に意欲的な目的を達成でき、かつ、安全性向上が達成されたことで、追加措置を講じれば900MWeの原子炉の稼働を4回目の10年点検後もさらに10年間延長する展望を開いた、と判断した。これらの新たな要求によって投資が増加し、ただでさえ非常に大規模であった当初のプログラムと比較して産業の補足的な作業負荷が約25%増大するため、事業者が所定の期限内にこれらの要求に応じる能力に関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年目以降の点検結果およびEDFが提案する措置の内容を記載した報告書が公的な調査に提出され、その後ASNが各原子炉の稼働継続について見解を示す。トリカスタン1については、4回目の10年点検（系列では初）が2019年12月23日の再接続をもって終了し、点検の結果報告書は2020年2月にASNに提出され、2022年1月13日から2月14日にかけて公的な調査が行われた。4回目の10年点検より後のトリカスタン1の稼働継続についてのASNの意見は、2023年に発表された。2024年末現在、4回目の10年点検は、トリカスタン1、トリカスタン2、トリカスタン3、トリカスタン4、ピュ

ジェ2、ビュジェ3、ビュジェ4、ビュジェ5、ダンピエール1、ダンピエール2、ダンピエール3、ダンピエール4、グラヴリーヌ1、グラヴリーヌ2、グラヴリーヌ3、グラヴリーヌ4、ブライエ1、ブライエ2、ブライエ3、サンローランB2およびシノンB1の21基の原子炉については完了し、さらに1基の原子炉（クリュアス3）については進行中である。原子炉についてのASNの各意見には、包括的意見に含まれる要求に加えて、具体的な要求が含まれ、産業の作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。いずれかの原子炉についてさらなる10年の稼働継続にASNが反対する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）の耐用年数延長は、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（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.3.4.1「フランスの原子力発電所の減価償却期間」を参照。）。この会計上の見積りは、各10年点検後に法律に基づき原子炉ごとに示される予定の、ASNによる稼働継続に関する意見には影響しない。
- 2022年後半には、気候変動への適応という大きな課題、施設の詳細なコンプライアンス・レビュー、および老朽化による潜在的な影響を考慮して、900MWe系列の5回目の10年点検（2029年開始予定）のための研究が開始された。2024年12月10日、ASNは、2024年10月末に開始された公開討議を受け、EDFが採用した5回目の10年点検の一般指針が適切であり現在の知見に合致すると考える旨の見解を表明した。5回目の10年点検では、4回目の10年点検で原子炉に施された大幅な安全性改善を統合し、気候変動の影響への配慮を強化することが可能になるはずである。ASNは、現在進行中の審査の終了後、5回目の10年点検の一般的フェーズの結果に基づき、900MWe原子炉のさらなる10年間の運転継続について、2028年半ばに見解を発表する予定である。
- グラン・カレナージュ（Grand Carénage）プログラムの潜在的な不確実性は、特にASNから受ける認可に関して、操業を開始するために必要な認可の手续が遅れる可能性があること等である。これらは、多くの産業計画が同時に実行されている場合に敷地における新設備の製造および引渡または現場作業の実行にも関係する可能性がある。また、関係当局は、計画されている発電所の稼働延長に反対する可能性がある。かかる延長は、特に必要な投資に関して、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全体的な投資戦略推進力に影響する可能性のある財務上の影響を有する条件に従って認可される可能性がある。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。
- EDFの請負業者および供給業者により納入された構成部品、機器または機器部品に異常が発生するリスク（「第6 3（2）訴訟」を参照。）により、分析および確認後、異常の正当化または修正や、原子力発電所の操業停止の延長が必要となる可能性がある。2024年3月26日付の書簡において、ASNは、原子力発電所向けの機器を製造する工場内での偽造、改ざんおよび不正行為の防止およびこれらに対する取組みに関するEDFに対する期待を喚起した。かかる書簡は、2024年3月19日付の文書に詳述されている、適切な初動として考えられるEDFの行動計画に沿ったものである（www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/contrefacons-falsifications-et-suspensions-de-fraude-l-asn-rappelle-ses-exigences-a-edf（フランス語のみ））（「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。）。

英国における原子力発電所

- 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認可を原子力規制局（ONR）から取得できない可能性があり、当グループに多額の費用または投資を負担させる条件なくかかる認可を取得できる可能性がある。
- AGR発電所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、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、ハンターストンBの操業を2022年1月に、ヒンクリー・ポイントBは2022年8月に永久的に終了した。黒鉛の点検結果に基づき、2024年12月に終了したAGRの耐用年数評価を受けて、黒鉛検査の結果に基づき、ヘイシャム1およびハートルプールの最終閉鎖予定日は1年先送りされて2027年+／－1年となった。同様に、ヘイシャム2およびトーンズの最終閉鎖予定日は、2年先送りされて2030年+／－2年となった。
- 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老朽化および黒鉛の経年劣化に関する技術的問題を考慮すると、現在稼働中のAGRの将来の発電量は依然として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が事業者ではないが株主である（ベルギーおよび中国の）原子炉についても、金融リスクに晒されている。当グループは、これらの原子炉についての、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、当グループの投資に比例して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、特に国際的な経験の活用および先行事象の可能性の早期対策に関して、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

- ・当グループの原子力施設の稼働および改修の質にかかわらず、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ASN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がある。
- ・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、当グループが所有する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START2025プロジェクトおよびグラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）プログラムの関係において、稼働中のすべての原子力発電所の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、定期的な安全評価により、国際的な最良の慣行、施設の状態、運営から得た経験、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、安全性レベルが強化される。

毎年多数完了する10年点検に対応するため（2023年に6件、2024年に5件）、産業構造に対する負担が増加したことで、EDFは、現在稼働中の発電所の主たる供給業者と連携し、産業の作業負荷の複数年構想を立てている。これにより、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になる。

2024年4月1日に設立された原子力事業の新組織（「第2 3（2）①（i）（イ）原子力に係る組織およびガバナンス」を参照。）の一環として、当グループは、フランスの原子力産業を最高レベルの厳格さ、品質、卓越性に回復させるための行動を実施しており、主要なプロジェクトに着手してフランスと英国の既存の原子力発電所のニーズを満たす準備ができています。

応力腐食現象については、EDFはASNに対し、応力腐食リスクに関してすべての原子炉の点検および修理を行う、2023年から2025年の戦略を提出した。ASNは、2023年4月25日、この戦略についての見解を示し、この計画案を適切とみなした。2024年末、EDFはASNに対し、監督および維持管理戦略を提出し、ASNは2025年中に見解を示す見込みである。

2024年末までに、応力腐食の影響を最も受けやすいと思われる部分を点検し、1300 P'4およびN4系列の最も影響を受けやすい配管の系統的な交換が完了した。その他の部分の点検は継続し、その結果によっては修理が必要となる可能性がある。原子炉の点検計画は、2024年と同程度の検査量で2025年も継続される。

2024年、フランスの原子力発電量は合計361.7TWh（応力腐食関連作業の影響が最も大きかった2022年は279TWh）であった。

「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修理」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認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およびトーンズ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を支援する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発電所の耐用年数の評価、および早期閉鎖の場合における燃料取出の準備行動
- ・発電ロスにつながる可能性のある問題に早期に対処できるよう、施設の予防的な監督および保守戦略

1 C—資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）のリスク

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：高

a) 資産に対する攻撃

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。

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

当グループの発電とその地位は特に重要であるため、検出から、診断を含む防護介入、抑止および予防に至るまで、セキュリティ・チェーン全体をカバーするシステムが、段階的に実施されている。

このシステムは以下で構成されている。

- ・セキュリティおよびビジネスインテリジェンスを担当する主たる機関であるセキュリティ・ビジネスインテリジェンス部門。唯一の恒久的機能として、当グループの部門、企業および子会社、ならびに国の関連部門に対して、セキュリティ関連事項に関する調整、支援／助言、啓発および情報提供を行う。この部門は、国防に関わるすべての活動に関する監督当局との窓口である。
- ・常にフランス内務省からの出向者が担当するセキュリティ・ビジネスインテリジェンス部門担当部長、および国家憲兵隊の将校
- ・資産セキュリティ・マネージャーや監督者と、事業ラインや子会社のセキュリティまたは保護を担当するチームとの、事業ライン間の強力なネットワーク

このシステムは、攻撃があった場合にリスクを防止し、影響を限定するための、悪意ある行為に対する資産保護に関する方針に基づいている。この方針は、以下の基本的原則に基づくものである。

- ・法令および規則ならびに当グループの倫理規程の遵守
- ・協調性、一貫性および効率性の3つを重視する、リスクに見合ったセキュリティ対策の実施
- ・経営調整への強い関与と、当グループの全従業員からの貢献
- ・当グループの経営プロセスに資産セキュリティを組み込むこと

この方針は、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。

2024年の主要な資産保護行動は、以下のとおりである。

- ・フランス情報システム・セキュリティ庁（ANSSI）と連携したEUのNIS2（ネットワークおよび情報セキュリティ2）指令、およびEDFの監督機関と連携した重要事業者レジリエンス（CER）指令の実施準備
- ・フランスの（核物質、その施設および輸送の防護および管理のための）「PCMNIT」規制の変更への準備
- ・執行委員会レベルの資産セキュリティ・マネージャーで構成されるセキュリティ管理監督委員会の設置
- ・資産セキュリティ・マネージャーの統括、新規資産セキュリティ・マネージャーの研修実施、（敷地の保全、海外のプロジェクトおよびセキュリティ等に関する）オンデマンド・サポート、時事問題に関するイベントの開催
- ・執行委員会に概要を報告するための企業のセキュリティ・レビューの作成
- ・第三次産業用建物のセキュリティ基準の見直し、ガバナンスの明確化、発電所への自己評価ツールの提供
- ・内部の脅威に関するセミナーの開催
- ・グループ情報システム部門とともに、事業ラインにおける啓発キャンペーンに参加：サイバー・リスク、根本的改革によるリスク等
- ・2024年パリ・オリンピックおよびパラリンピックのセキュリティ対策について、プロジェクト・チームを対象とした啓発活動を実施
- ・ITアプリケーション等の開発中における「資産セキュリティ」事項の考慮

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、人的資産、産業資産および事業資産の保護、ならびに（顧客および従業員の）個人情報保護に不可欠で、かつ、相互に接続された複雑な情報システムを複数運営している。これらのシステムは、急速に変化する状況（デジタル移行、供給業者と仕事を共有する拡張企業という新しい方法、規制の変更、在宅勤務の増加等）に適応しなければならない。

情報システムおよび情報システムが提供または掲載するデータは、当グループのその他の資産と同様に、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。これらのシステムに対する攻撃または悪意ある行為は、人および／または建物への被害をもたらす、対策が不十分とみなされた当グループへの責任追及につながり、多かれ少なかれ事業ラインの

業務が中断される可能性がある。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。

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、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

悪意ある行為に対する資産保護に関する方針には、情報の分類および保護に関する要件が含まれている。フランスのデータ保護法 (*Loi informatique et libertés*) は、個人情報の保護に関するGDPRの要件を定めている。情報システム・セキュリティ・ポリシーは、サイバー攻撃のリスクを防ぎ、インシデント発生時の影響を制限するために、これらの要件を情報システムとそこに含まれるデータ向けに置き換える。ITおよび通信資源憲章は、EDF SAの情報システムのすべてのユーザー（従業員またはパートナー）に適用され、当社の内部規則に組み込まれている。

これらのポリシーは、以下を通じて実施される。

- ・執行委員会および取締役会のリスクおよび監査委員会による、グループ最高レベルのサイバー・セキュリティ・ガバナンス
- ・当グループのサイバー・セキュリティ基準の適用期間のモニタリング、内部統制、インフラと事業ライン情報システムの両方を対象としたサイバー監査計画からなるコンプライアンス・システム
- ・脅威分析、脆弱性の観察と分類、是正措置計画、サイバー・モニタリング、調査、体系的なアラート検証、およびインシデント対応に貢献する、専用のサイバー・セキュリティ・サービスおよびスキルを活用した運用リソース

これらの措置は、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・セキュリティ研修と、従業員向けの定期的な意識向上キャンペーンによって補完されている。

2024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攻撃リスクに対する当社の強靱性について取られた主要な行動は、以下のとおりである。

- ・リスクの評価および統制資源をサイバー・セキュリティ活動に適応させること
- ・サイバー・モニタリング、特に最も重要なシステムの強化
- ・検知方式の有効性の向上
- ・2024年パリ・オリンピックおよびパラリンピックの開催前に、EDF SAの従業員と下請業者を対象にフィッシング・テストを実施
- ・当グループ従業員を対象としたeラーニング「D-Code Cyber」などの文化変容ツールを提供
- ・攻撃が成功した場合の対応能力の向上と標準化。特にインシデント後の復旧のための危機管理の適応と、事前計画の強化
- ・当グループのサイバー保険の更新

2025年1月1日以降、中央機能のサイバー・スキルをグループ化し、事業ラインとの現地連絡網を維持しつつ、当グループのプロセスとサポートを統一的に管理する。

1 D－労働衛生または労働安全に対するリスク（従業員および下請業者）

概要

当グループは、当グループの従業員および下請業者について、労働安全衛生に関する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下請業者にとって極めて重要である。当グループの事業の産業的性質および多様性から、安全衛生規則を遵守し、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。

バリュー・チェーン全体を含め、当グループの事業分野から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が発生した場合、当グループに対して訴訟（刑事訴訟を含む。）が提起される可能性があり、その結果として刑事制裁および／または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、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すべての手段を講じ、当グループの従業員および下請業者の従業員の安全衛生を保護するための適切な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ための行動計画を有している。救命ルールおよび安全衛生管理のBEST（*Bâtir ensemble l'excellence en santé sécurité au travail*（労働安全衛生における卓越性を達成するための協力））枠組みの策定および推進、各チームが現場での安全対策の改善と強化について検討するため2024年10月17日に終日操業停止する等、当グループ全体の取組みも行っている。

1 Eーサプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性に関するリスク

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実施に関するリスクならびに運用上の持続可能性のほか、事業ラインの需要により購入している原料、機器またはサービスの価格変動リスク、入手可能性のリスク（供給の停止または不足）、および物流リスクに晒されている。ロシア・ウクライナ紛争のような国家間または国家ブロック間の危機および紛争により、特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の重要な供給源または生産工場が関係地域にある場合、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の調達

重要な原料または商品に対する当グループの需要は、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、狭い領域をカバーする市場または圧力の高まった市場に関係している場合がある。この圧力は、主に情報システムとエネルギー部門の事業者の高まるニーズ（特に気候移行に関するニーズ）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調達費用を増加させ、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、原子力、水力および再生可能エネルギー発電、電力貯蔵および電気モビリティ分野を中心に、使用が非常にセンシティブな可能性のある材料および部品を必要とする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「2 B—燃料サイクルの管理に関するリスク」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、産業もしくは規制の制限または競争に関する理由により、当グループにとって一部の原料の不足または使用条件が重要な意味を持つおそれがある。COVID-19パンデミックのような危機によっても、当グループの事業に必要な商品、原材料またはサービスが入手困難となったり、入手困難が助長されたりする可能性があり、特定のサービスの履行が格別に複雑となったり、完成が遅延したりさえする可能性がある。例えば、電力貯蔵の拡大、再生可能エネルギーおよび低炭素電力の市場浸透は、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、一部の原料の使用を複雑にするおそれがある。かかる問題が生じると、当グループは成長目標を達成できなくなるおそれがある。また、当グループの需要に応じて原料または半加工材料の入手、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、規制要件に関するより多くの知識および警戒義務の強化を求める措置の対象となる可能性がある。

供給業者討論会

一部の分野では、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が買い手であるこれらの市場における競争を軽減し、特定の技能を有する1つ以上の供給業者または下請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、当グループの産業供給業者の大部分は、フランスの中小企業である。過去10年ほどで見られ、相次ぐ国際危機によって持続した金融脆弱性への傾向は続いているが、倒産件数は少なく、関係企業は一般に買収され、事業再生の機会を有している。

契約関係およびパートナーシップ

EDFとプロジェクトで協力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、関連する原料、技術およびパートナーシップを考慮すると、当グループの事業およびプロジェクトのいくつかの管理に影響を与えるおそれがある。

特に現在はウクライナ紛争等、国家間または国家ブロック間の紛争によって、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の重要な供給源または生産工場が関係地域にある場合、これらのリスクは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討論会を活用できるようにし、供給業者の債務不履行、品質上の危機または契約の行き詰まり等のリスクを除去することによって、プロジェクトのパフォーマンス目標を確保することを目的としている。

2024年4月1日に発足した原子力事業の新組織（「第2 3（2）①（i）（イ）原子力に係る組織およびガバナンス」を参照。）の一環として、当グループは、（「溶接研修計画」や、専門機関および教育機関と連携したイニシアチブを通じて）特に部門の技能強化、労働者の権利および人権ならびにより一般的にCSR問題全般を考慮した供給業者の選択および認定プロセスの向上等について、行動を起こしている。これらの行動には、パートナーシップを基準とする契約関係の構築も含まれている。例えば、当グループは、供給業者との関係に関与する事業体の行動を調整する原子力部門の「供給業者ポリシー・チーム」を有している。当グループの産業政策の中継としては、GIFEN（フランス原子力産業協会（Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire）は、部門の魅力と技能を維持するために2018年に設立された、フランスの原子力産業のすべての事業者の協会である。）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に関して、特に各段階において審査プロセスを実施する契約締結プロセスおよび契約管理の向上は、運用、期限および関連費用の統制における主要な要素である。

契約管理部門が主導する契約管理機能は、契約管理を通じたリスク管理の向上およびビジネス機会の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意見を求める。当グループの上級管理者と各部門と連携した、契約管理における追加的な防衛線である。

米国および中国を含む一部の国々が採用した法令および規則に対して、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、特に英国において、原子力プロジェクトの組織の予防措置を講じている。

1 Fー水力発電の安全に関するリスク

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係るリスクおよび危険から人および財産を保護するため、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施設は、ダムが決壊、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。これには、主に以下の3つの行動が含まれる。

- ・ 公的機関、フランスでは主として環境・地域整備・住宅局（DREAL）の監督下における施設の定期的監督および維持管理による、水力発電所の損傷に関連する主要なリスクの防止措置。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維持するための、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：貯水池の水位が変化し、施設の下流に水が流れるリスク

EDFは、定期的にダムの維持管理（特に継続的な監督）を行っている。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検査等と併用した、沈下、圧力、漏水の測定）の即時測定および分析により、EDFは、運営するダムの状態について定期的に評価を行っている。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。

「大規模ダム」のそれぞれについて、フランスの規制に従い、クラスAおよびクラスBのダムそれぞれにつき徹底調査を含む危険度判定調査が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、公的機関（各DREAL内の水力構造制御安全部門）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）。この報告書は、検査官が分析、点検および評価を行った後で作成され、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、安全性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。

1 G－EDFの需要と供給の不均衡リスク

概要

原子力発電所の発電量が減少し、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

2024年から2025年の冬季にEDFの電力需給バランスが崩れるリスクは、前年までの2回の冬と比較して減少している。これは特に、EDFの原子力発電所の冬季供給力予測が改善されたこと、および2022年夏以降に観測された消費に対するエネルギー充足効果が継続していることによる。

供給力の向上は、応力腐食の影響を受けた回路に対する修理作業の影響が徐々に軽減されたことによるものである。また、地政学的な状況に関する不確実性が継続しているにもかかわらず、市場価格は下落しており、発電に不測の事態が発生した場合にEDFが電力を購入することで市場に与える影響は軽減されている。

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、大寒波時には需給バランスが崩れる可能性が高く、弱風が風力発電量や短期市場の流動性に影響を与えた場合は悪化する可能性がある。このように、このリスクは気象予報に基づいて数日前にしか予測できない。

b) 主要なリスク

需給の不均衡が発生した場合、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い可能性がある。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。フランスの需給不均衡が電力平均分配につながり、EDFポートフォリオの不均衡に起因する可能性がある場合、EDFのイメージにも潜在的な影響がある。しかし、そのような不均衡が発生する可能性は、2022年から2023年の冬季よりもはるかに低い。

c) 統制行動

RTEによる深刻な需給不均衡リスクの統制は、規則と市場メカニズム（発電容量メカニズム、均衡責任主体と調整メカニズム組織、入札等）の設計と実施に基づいている。RTEはまた、大規模な産業施設への供給の中断（対価と引換え）、他の欧州の電力網事業者とのバックアップ契約、電圧レベルの低下など、「ポストマーケット」の措置も活用することができる。これらの措置がいずれも不十分であることが証明された場合にのみ、RTEは対象を絞った計画停電を適用できる。ポストマーケット措置と対象を絞った計画停電は、単なる停電とみなしてはならない。反対に、その目的は停電を防ぐことである。RTEは、特定の重要な時期に消費量の自発的削減を奨励するエコワット制度を設けている。最後に、RTEは、影響を受ける地域と通常のサービスの回復にかかる時間という点で、（対象を絞った計画停電にもつながる可能性がある防衛計画、ネットワーク回復計画、および危機管理訓練を通じて）インシデントの規模を制限する対策も定め、実施している。EDFは、規制上の義務や均衡責任主体としての義務にとどまらず、予備力増強のためのRTEの入札に応じたり、RTEと契約を締結することで発電設備の停止やネットワーク上での作業を協調して計画したり、発電容量メカニズムによる円滑な運用に貢献したりするなどの取組みを通じて、このリスクの統制に参加している。冬季の準備中、EDFは、その通常のプロセスに従って、供給と需要の両方に影響を与えることでこのリスクを統制する措置を特定した。冬季に供給可能な発電容量を最大化するため、EDFは、需要が多い週の稼働をできる限り確保するよう供給停止を前倒ししたり先延ばしにしたりするなど、原子炉の供給停止スケジュールを最適化した。

1 H－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、相当規模の停電（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、電気システムの大部分が即時に停止するような特殊な悪化事情である。

このような予測不可能な停電は、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1日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、フランスの公的機関が定める枠組みの一部である。これらは、欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）内で策定された、欧州TSO（送電系統事業者）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均衡責任主体としての責任に従い、リスク統制においてEDFが果たす役割は、以下の義務を果たすことである。

- ・ 予備力増強のためにRTEの入札に応じること
- ・ RTEと契約し、発電ユニットの操業停止や電力網の作業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

1 Eー労働安全リスク、および生物多様性を含む環境資産に対する影響

概要

当グループは、慢性的、付随的または偶発的な事象が人的環境または自然環境、特に生物多様性および環境資本（空気、土壌および水）に甚大な被害を与える可能性のある施設を運営している。

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、操業または廃炉の中で、環境面の影響（空気、土壌または水の汚染リスク）または公衆衛生面のリスクを有する慢性的もしくは偶発的な事象、または労働災害の原因となる可能性がある。

- ・ 当グループのすべての施設およびプロジェクトは、潜在的な汚染や生物多様性の損壊に関する問題を考慮している。主要なテーマは、気候変動、生物多様性の保護、および廃棄物の発生抑制に関連して、取水、液体排出（汚染、温度）、および気体排出（粉塵、硫黄酸化物（SOX）、窒素酸化物（NOx））に関係している。これは、EDFが主要な土地および天然資源の利用者であるフランスにおいて特に当てはまることである。エネルギー移行と規制の変化によって生物多様性の保護、汚染の抑制および、より一般的には環境資産に対するすべての影響の管理に関する要求がより厳しくなることを考慮すると、課題は特に重要になる。
- ・ 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「セベソ指定」施設を約40か所運営している。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。労働安全が確保されない場合には、当グループの事業活動、警戒義務に関連する財務上もしくは法律上の立場、環境資産、または評判に悪影響を及ぼす可能性があり、当グループのCSR問題への対応力に影響を及ぼす可能性がある。
- ・ また、当グループの施設は、同種のリスクを有す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る。他の事業者が所有する当グループの管理下でない近隣の施設における事故は、当グループの施設に影響を及ぼす可能性がある。

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、財産および環境に影響が生じるおそれがあり、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、長期的に現在と同等以上の補償水準を維持できなくなる可能性がある。

原子力施設に固有のリスクの詳細については、「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」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、「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」に記載されている。

b) 統制行動

- ・ 各産業施設では、リスク統制調査が実施されている。これは、健康および環境に対する潜在的な影響（規制の遵守、土壌、水、大気および潜在的な健康への影響に関する防止ならびに保護措置を継続的に改善するための行動）を考慮している。こ

これらの調査および統制行動は、少なくとも10年に1回、施設の定期点検中に見直される。また、施設またはその運用方法に重大な変更が加えられ、リスク統制調査および環境への潜在的影響の更新が必要となる場合にも、再調査が行われる。

- ・リスクの調査および統制行動には、必要に応じて回避、軽減および相殺措置が含まれる。
- ・施設の安全監督および管理措置は、専用プログラムの一環として内部的に実施されているほか、分散化された国家当局による検査の際にも実施されている。
- ・リスクの調査および統制行動においては、過去の経験が考慮される。例えば、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学んだ教訓も分析に含められた。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追加命令が、当グループの環境保護指定施設（ICPE）において実施されている。
- ・EDFの産業リスクおよび自然リスク・ネットワークは、新たな要件が各施設において確実に監督され、割り当てられ、適用されるようにする。
- ・さらに、当グループは、地球資源の保護に関するCSRコミットメントを通じて、生物多様性のために相当な資源を結集している。

② 原子力事業に関する特定のリスク

2 A－放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連義務の確実な履行に関するリスク

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（使用済燃料の処理および廃炉による長寿命廃棄物を含む。）に関する費用を賄うためにEDFグループが確保した財務引当金は、技術、費用および計画に関するリスクに晒されており、これらのリスクによって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主導する専門チームを設立した。永久的に閉鎖された施設の廃炉に関するフランス気象エネルギー総局（DGEC）による2020年から2021年の監査と、UNGG（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のプロジェクトの構成および管理の妥当性の両方を確認した。しかし、主にインフレ・リスク、産業構造および技能に対する圧力、Cigéo（地層処分センター）の税務上の取扱い変更の可能性等、廃炉費用および長期的な廃棄物管理に影響を与える可能性のある外因的な要因が多数残っている。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に保有する専用資産の価値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問題に取り組まなければならない。

緊急性：中

a) 永久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」を積み立てることを義務付けている。この義務は、既に閉鎖されているが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、および運転中ではあるが将来廃炉される計画である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）原子力事業における課題」を参照。）は、主に、建設され稼働していたが現在は永久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（ブレンニリス）、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UNGG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、ハンターストンBの原子炉は2021年11月および2022年1月、ヒンクリー・ポイントBの原子炉は2022年6月および8月にそれぞれ永久的に操業停止された。British Energyの再編時に締結された取決めにに基づき、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉費用については原子力負債ファンド（NFL）より支払われ、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。）。2021年6月、燃料取出段階における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、英国政府のビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS）との合意が成立した。この合意は、原子力負債調達契約（NLFA）を更新した。

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、国際的な経験が少ないか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要がある、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。

- ・将来の費用を賄う財務引当金は、構造上、例えば行政、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。
- ・これらの不確実性および偶発事象により、引当金額の修正を余儀なくされる可能性がある。引当金は、いざというときに実際に発生した費用をカバーできない可能性がある。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、かかる費用を負担するEDF Energyの義務が継続する。）。
- ・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）株主であ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、法律により求められる財務引当金の対象となるプロジェクトを技術、費用およびリードタイムの観点から定義する専門チームを有する。
 - ・ショーAにおいて廃炉がほぼ完了したPWRから得られた経験、およびフェッセンハイムの研究から得られた情報、ならびにフェッセンハイムの原子炉の廃炉準備に関する初期の詳細情報を取り入れることで、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（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」を参照。）。これらの仮定条件は、フランス環境法に基づいてEDFが作成した3年ごとの報告書に記載されており、廃炉と廃棄物管理に係る費用の見積り、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、毎年の上アップデートとともに、所管当局であるフランス気象エネルギー総局（DGEC）に提出されその評価を受ける。
 - ・EDFの財務引当金の金額は、フランス環境法に従ってDGECが決定し、DGECは、特に引当金の計上された費用の適切性を検証し、当該引当金の計算に用いる割引率に上限を設定する。
 - ・永久的に閉鎖された施設（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UNGG（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年の検査により、検討されたシナリオと、廃炉および廃棄物プロジェクト部門の構成と管理の妥当性の両方が確認された。この検査は、「年1回の見積りおよび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。
 - ・英国において、廃炉費用の回収に関するリスクは、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。
 - －政府および原子力廃炉当局（NDA）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
- 廃炉になる原子炉については、可能な限り最良の条件下で原子力復旧サービス（NRS、旧Magnox）に移管するための計画が策定中であり、NRSは燃料の取り出し後に廃炉を完了する予定である。

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）原子力事業における課題－調整後の最終放射性廃棄物の貯蔵」を参照。）

このため、EDFは、廃棄物の長期管理について財務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。高レベルおよび長寿命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（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」および「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」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の基礎となるもので、2016年1月15日付の命令で定められている。この命令に基づき、Cigéoプロジェクトの費用は、ASNRの意見に従い、少なくともプロジェクト開発の主要な段階（施設の設置認可、試運転、「パイロット操業フェーズ」の終了、安全性審査）において定期的に更新されることが定められている。ANDRAは、2025年4月にCigéoの原価計算書の更新版をDGEC、ASNRおよび管轄の議会委員会に提出する予定である。これに続いて、廃棄物排出事業者を含む利害関係者の協議が行われ、国はその後、2025年9月までにCigéoの新たな「客観的成本」を決定する。

2006年6月28日付法律第2006-739号も、UNGG（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）専用の貯蔵施設について規定する。すべてのLLW-LLの管理のための総合産業計画は、放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR（*Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs*））の一環として策定中である（「第23（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」を参照。）。

英国においては、当局と締結した契約（「第23（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）は、特定の放射性廃棄物の管理に伴う責任および一部の費用は英国政府に移転されると規定している。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法的責任を負う。
- ・当グループは、放射性廃棄物を排出する事業者として、廃棄物処理場が適切であることを確認する法的責任を負う。これらの処理場が他の事業者によって運営される場合、当グループは、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。
- ・高レベル廃棄物（HLW）と長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）のためにANDRAによって開発された地層処分施設（Cigéo）プロジェクトでは、設計段階と建設段階の両方で予算超過のリスクが残る。本プロジェクトの税務上の取扱いに関する作業が今後も予定されている。
- ・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）の一環として行われる研究の結論に従い、またはANDRAが開発中の将来の処分場の設計の関係で、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、これらの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に関する処理および最終貯蔵の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株主である（ベルギーおよび中国の）原子力発電所について、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費用のため、その拠出割合に応じた金融リスクに晒されている。

統制行動

- ・これらのリスクの統制戦略は、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、Cyclifeの複数の子会社とその組織の整理統合を続けている。
- ・Cigéo（高レベル廃棄物（HLW）および長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）についてANDRAが開発中の地層処分施設プロジェクト）についての統制戦略は、25十億ユーロ（2011年経済的費用）という目標費用を遵守するために、ANDRAに技術の最適化を提案し、開発戦略および貯蔵実施を支援することで、プロジェクトを確実に実行することである（「第23（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」を参照。）。

この目的で、2020年末にEDFとANDRAとの間で協働契約が締結された。2025年初頭現在、費用計算の更新作業はまだ完了していない。しかしながら、EDFは、2016年の費用計算には含まれていなかったが十分に確実な情報を反映させるため、2024年の財務書類においてCigéoの引当金を更新した（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」および「第23（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」を参照。）。

- ・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の様々な作業部会に引き続き参加している。EDFはPNGMDRの管理委員会にも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続けている。
 - －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取り出され、セラフィールドの再処理施設において長期貯蔵される。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。

ーサイズウェルBのPWRからの使用済燃料は、敷地内の専用乾式貯蔵施設に貯蔵されている。これは、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から出た使用済燃料は、英国の将来の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

2024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「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、2024年末の経済状況に基づき推定される費用、およびこれに対応した以下に関連する引当金が記載されている。

- ・フランスの運転中の原子力発電所および永久的に閉鎖された施設の将来の廃炉
- ・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安定化处理

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。

2024年12月31日現在の連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」には、FramatomeおよびCyclife France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、同じ情報が記載されている。

2024年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.2「EDFの専用資産」には、2024年12月31日現在の原子力産業における長期債務（放射性廃棄物および廃炉関係）の費用を満たすために保有する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、既存の原子力発電所に関する原子力コミットメントのための基金は、英国政府が設立した独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。HPC関連のコミットメントについては、HPCの株主（EDF EnergyおよびCGN）から独立した信託であるFundCoおよび英国政府により、基金が管理される予定である。したがって、事業者は、担保資産を管理する必要がない（「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リスクおよび不確実性は、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。
- ・専用資産の参照金額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引当てが必要となる可能性があり、EDFの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。また、国または欧州レベルでの規制（特に、EDFが設定した専用資産の金額に影響を与え得る規制（フランス会計検査院は2020年3月4日に上院の財務委員会に対する原子力発電所の閉鎖および廃炉に関する報告書を公表し、廃炉準備作業に係るすべての費用、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た。））の強化が、専用資産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専用資産の価値に重大な悪影響を与える可能性がある（感応度分析については、「第3 4（3）⑥（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。この結果、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重大な悪影響を与える可能性がある。
- ・専用資産が当グループの長期債務の支払計画をカバー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）

2 Bー燃料サイクルの管理に関するリスク

概要

原子力の安全性の管理に関するリスク（リスク要因2 C）、既存の原子力施設の運転に関するリスク（リスク要因1 B）および新規の原子力発電所建設プロジェクトに関するリスク（リスク要因1 A）に加えて、当グループは、原子力事業において核燃料サイクルの管理に関するリスクを負う。

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、燃料集合体の供給、および使用済燃料の再処理事業を調達している。

フランスでは、EDFは、使用済核燃料の管理業務（輸送、再処理およびリサイクルのための安定化処理）に関して、Oranoとの間で2008年12月に締結された枠組み合意に規定され、その後の実施契約を通じて適用される価格および処理量の条件を用いて、財務引当金を計上している（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」を参照。）（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」を参照。）。これらの引当金額は、およそ16十億ユーロに上る。2024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」（2024年12月31日現在の費用見積額）と「引当金の現在価値」との一致が示されている。

b) 主要なリスク

核燃料の調達

価格および入手可能性は、当グループがコントロールできない要因に応じて変動する。これには、政治的および経済的要因（例えば、鉱業投資の収益性見通し、ウラン鉱山もしくは燃料サイクル施設での作業事故、新規鉱山の操業開始の遅延もしくは燃料生産国における制度的不安につながる事象等）による需要と供給の不均衡または供給側の不足、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。

このような産業物流が滞った場合または機能しない場合には、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事業の全部もしくは一部を抑制するか、または中断しなければならない可能性がある。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）原子力事業における課題」を参照。）。

核物質の輸送に対する制約は、特に安全保障および規制要件の増大を踏まえると、依然として大きい。

既存の貯蔵プールの飽和リスク、および当グループの第3世代のPWRの多重リサイクルおよび第4世代（「GEN IV」）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について現在積み立てられている財務引当金の額は、2024年から2026年までの期間の実施契約の規定を考慮したものである。

c) 統制行動

燃料調達リスク統制戦略は、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燃料供給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、常に市場へのエクスポージャーを減らすため体系的に構成されている。

燃料輸送リスクについては、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）との契約の強化、発電所に対する潜在的影響の防止と軽減、代替手段（早期納入、原子炉間の移動等）の開拓などが含まれる。

使用済燃料貯蔵容量の管理は、密閉燃料サイクルのバランスを保つ上で不可欠である。EDFとOranoは現在、新たな貯蔵容量の試運転を含め、ラアグにあるOranoの将来の燃料貯蔵施設の産業計画を検討中である（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題」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、使用済燃料の一時的な乾式貯蔵方法も開発中である。

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燃料サイクルの長期的な展望を維持することである。

最後に、EDFの警戒計画に基づき、このリスクの統制は、バリュー・チェーン全体の労働者の人権および安全衛生に対する潜在的な影響を考慮に入れている。

2 C－運転中の原子力安全リスク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、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。この原則と管理原則は、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。原子力事業者としてのこの責任の履行は、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」面に関係する。会長兼最高経営責任者は、原子力発電および火力発電部門担当の上級執行副社長ならびにプロジェクト・建設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、原子力の安全性は最優先事項であり、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十分配慮し、設計者が運用に十分配慮することで、原子力の安全性が強化される。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、ならびに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、人々や地域環境に影響を与える可能性がある場合、または実際に影響が発生した場合、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停止されるおそれがある。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

パリ条約締約国の原子力施設事業者に適用される原子力民事責任制度および関連する保険については、「第3 3 (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。すなわち、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限度額を上限に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、2022年1月1日に発効したパリ条約およびブリュッセル条約の改正議定書では、当該限度額の引上げおよび補償される損害の種類の大幅な拡大が定められている。フランスの原子力事業者の損害賠償額は、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。これらの議定書に含まれ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 3 (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 3 (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、原子力損害の民事責任および施設への物的損害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令および規則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、独自の方法、技能および価値観によって、絶えず安全性レベルを向上する。当グループは、事故の防止、ならびに作業員、一般市民および環境の保護の最高水準を達成することを目指して、共通の原則を策定している。かかる原則は、新たなプロジェクト、既存の発電所、および廃炉されている敷地について、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、原子力事業の運営に責任を負い、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全体において、独立安全性評価を行う内部チームが設置されている。これらのチームは、他の管理機能から独立して該当する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、その次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、国際機関（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）の運転安全分析評価チーム））による検査を受け入れている。

当グループでは、事象およびその潜在的影響について、明快かつ率直な報告および情報交換を推進している。従業員およびその代理人、下請業者、監督機関（フランスのASN、英国のONR）、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い、毎年、EDFの安全性について意見を述べる。その検査報告書は、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）（ii）（c）基礎原子力施設（INB）」を参照。）。

③ 市場規制、政治および法律に関するリスク

3 A－フランスおよび欧州における、特にARENHおよびARENH終了後の制度に関連する公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク

概要

公共エネルギー政策および部門規制は、フランスおよび欧州の両方のレベルで急な告知によって進展しており、EDFの事業部門は法律および規制に関する重大なリスクに直面する。特にフランスにおいては、このような変更は電力需給、市場構造、公共送配電網使用料金（TURPE）、規制販売料金、エネルギー税および法人税に影響を与える可能性がある。また、欧州タクソノミを通じて、省エネ証明書の枠組み、二酸化炭素排出権、または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。

欧州レベルでは、電力市場の構造が進化している。これは特に、電力価格がガス価格の変動に依存している状態を軽減し、上流の投資（低炭素発電）と下流の投資（用途の電化）にとってより有利な条件を作り出すことを目的としている。欧州では、最終的なエネルギー需要における電化率は未だ停滞しており、依然として欧州連合の設定する気候目標を達成できていない。そのため、EDFグループは、すべての低炭素発電施設を最大限に活用し、建物、産業、運輸における用途の電化を意欲的に推進することを優先事項の1つとしている。欧州委員会は、これを念頭に電化計画を発表した。

フランスでは、2023年11月14日にARENH終了後の措置が発表された（ブルーノ・ル・メール氏、アニエス・パニエ・ルナシェ氏およびリュック・レモン氏が行った記者会見）。2024年、EDFは、約束していた新たな商業政策の実施を開始した。2025年予算法には、原子力収益の一部を回収して消費者に還元する仕組みに関する措置が盛り込まれている。

市場の環境は変化し、価格は危機前の水準に戻りつつあり、スポット価格がマイナスになるケースが頻発している。

規制変更の結果は、当グループの財務状態に影響を与え、戦略の資金調達能力もしくは気候保護コミットメントを達成する能力を制限し、または競合事業者に対する動向の妨げとなる可能性があるため、当グループにとって潜在的に重大である。

緊急性：高

a) 重要な背景および主要なリスク

グループのリスク・ベクトルである、このリスクに対するフランスの重要な状況（法律、規制、政治の方向性）は、以下のとおりである。

・フランスのエネルギー気候戦略（SFEC）のレビュー

フランス政府は、2021年から2023年末にかけてこの部門の利害関係者と数回にわたり対話と協議を行った後、2024年末、複数年にわたるエネルギー計画（PPE）、国家低炭素戦略（SNBC）および国家気候変動適応計画（PNACC）等についての協議を開始した。政府は準備文書の中で、2030年に向けたエネルギー軌道を採用した。これは前回のPPEで示された軌道よりも大掛かりなものであり、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するためにエネルギー主権、競争力および気候変動対策の加速という3つの課題に取り組むものである。このようにフランスは、「化石燃料への依存から脱却する世界初の主要産業国」となるという野心を表明している。2030年までに温室効果ガス（GHG）総排出量を1990年比で50%削減することを目標としており、そのための主な手段は以下のとおりである。

- ・エネルギー消費量、より具体的には化石燃料消費量を30%削減すること。フランスは2012年と比較して2030年には45%削減することを目指している。
- ・省エネおよび低炭素電力と再生可能熱への利用転換により、2030年までにエネルギー消費の60%を脱炭素すること

- ・政府によると、原子力の再稼働（EPR 2 建設計画の策定、SMR部門の開発、可能な場合は原子炉の耐用年数の延長）および再生可能エネルギーの拡大により、2030年までに560TWh、2035年までに640TWhの低炭素電力の発電が可能になる見込みである。
- ・2050年に向けた脱炭素化軌道はまだ策定されていないことには注意を要する。発電量はこの期間の消費予測に届いていないため、軌道を最終決定するためには新たなシナリオが必要となる。

リスク

電化目標は、協議文書全体を通じて黙示的に述べられているが、最優先事項として十分に目立つものではない。具体的なインセンティブがなければ、電力消費はネット・ゼロを達成するのに望ましいほど迅速には変化しない可能性がある。これにより、過剰生産能力と低価格が持続する可能性もある。

・税金

電気の消費税率は、2024年12月26日付命令により設定され、2025年2月1日に発効する（住宅用顧客および類似の顧客向けは33.7ユーロ/MWh、中小企業向けは26.2ユーロ/MWh、電力集約型顧客向けは22.5ユーロ/MWh）。ガスの消費税は危機前の水準に設定されており、物価上昇分のみが加算される。

リスク

電気への課税は、化石燃料よりも大幅に高い税率が維持される（1 kWh当たりの二酸化炭素排出量がほぼ4分の1であるにもかかわらず、ガスの税率の2倍である。）。したがって、電力とガスのそれぞれの消費税率は、ネット・ゼロを達成するための脱炭素化政策の中心的な重要性を持つにもかかわらず、電化目標と矛盾している。これは、価格シグナルと国のエネルギー・気候政策の目標とが一致せず、化石燃料を低炭素電力に置き換える解決策への投資が直ちに促進されないというリスクを生み出す。

・ARENH制度（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）

2023年および2024年、EDFがARENH制度の下で代替供給業者に「販売できる最大合計電力量」は、2022年に120TWhまで例外的に増加した後、年間100TWhのレベルに戻っている。その結果、供給業者のARENH適用が年間100TWhを超えた場合、ARENH制度による販売量には上限が設定される。

2024年以降、ARENHの権利の計算は、フランスのエネルギー構成（2023年8月24日付官報において公表された2023年7月27日付命令は、2024年から割当係数の値を0.964から0.844に引き下げた。）に占める過去の原子力発電の割合に応じて消費電力を調整するため、「割当係数」によって下方修正されている。実際には、これによって代替供給業者が利用できるARENHの電力量が変わることはないが、上限が引き下げられ、すべての事業者にとって可視性が向上する。また、電力網事業者の損失をカバーするために供給業者が利用できるARENHの量を減らす効果もある（これらの量は上限規制の対象外である。）。

2024年には、CP 1 価格補填の金額が代替供給業者ではなくフランス国家に支払われるようにすることを目的とした改革も完了した（2024年6月18日付命令第2024-556号）。これにより、2022年に代替供給業者が恩恵を受けていた偶発的效果は終わった。

リスク

2025年の市場価格水準を考慮すると、ARENH制度の最終年である2025年には、ARENHと市場電力の間でトレードオフが決定されるリスクは回避された。過去数年に見られたような制度の悪用に関するリスクは、ほぼ完全に排除されたと見られる。

・ARENH終了後の枠組み

2026年から適用されるARENH終了後の枠組みは、EDFが中長期契約の利用を優先する商業政策の下で原子力発電量を自由に販売する市場の枠組みであり、その収入源を確保しつつ、価格の可視化を求める消費者のニーズに応えるものである。

また、消費者が支払う価格を安定させるため、一定の価格基準を超える既存の原子力発電所からの収益を消費者に再分配するための課税制度が導入されている。

リスク

- ・高価格期に顧客に追加的な保護を提供するため、フランスの2025年予算法第17条に規定された新たな枠組みは、既存の原子力発電所の核燃料使用によるエネルギー収益の年間純額が一定水準を超えた場合、その一部をEDFが支払うことを義務付けている。この拠出には、課税基準と上限基準の2つの基準が設定されており、これらを超えると拠出率はそれぞれ50%と90%となる。これらの基準は、CREによって評価された既存の発電所の発電コスト全額に、課税基準の場合は5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWh、上限基準の場合は35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhを加算した金額に基づき、3年ごとに省令によって設定

される。EDFは、2023年11月に合意された基準、すなわち78ユーロ／MWhと110ユーロ／MWh（いずれも2022年）の遵守について引き続き警戒する。

- ・当局は、中期的な市場の機能と流動性を特に注視している。当社は、中期的に市場が効率的かつ公正に運営されるかどうかについて同じく懸念している一方で、不利となるような不適切または不釣り合いな措置が取られるリスクに晒されている。

・「TURPE」電力網使用料金

2025年8月1日から始まる期間のTURPE 7 HTA-BT（配電）およびHTB（送電）料金に関するフランスのエネルギー規制委員会（CRE）の協議段階は、2024年11月に終了した。EDFは、EnedisとRTEの株主として、電力網の利用者として、また非相互接続地域の電力網事業者として参加した。

両料金に共通する問題の1つは、今後の投資が急増し（RTEは3倍、Enedisは50%増）、多くのプロジェクトが実施され、RTEの場合は洋上風力タービンや海底高压直流送電線の接続など、よりリスクの高いプロジェクトが予定されている中で、電力網事業者の公正な補償金を確保することである。

TURPE 6 料金の期間中、電力網料金に累積された債務（収益費用調整勘定（CRCP））は記録的な水準に達した（Enedisの債権は30億ユーロ超）。このような状況を考慮して、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、2025年2月1日からTURPE 6 料金を送電については9.6%、配電（送電を含む。）については7.7%引き上げることを選定した。これらの引き上げにより、2023年末までに蓄積された赤字の解消を同日から開始し、税金を含む規制販売料金が引下げと引き上げを繰り返す事態を回避することができる。CREはまた、2025年8月1日にはTURPE 7 料金を変更しないことを選定した。電化料金FACE（*Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification*）の基金が2025年8月1日にTURPE料金の対象料金からフランス国家予算に移された場合、TURPE配電料金は1.92%引き下げられる。

両料金に共通するもう1つの問題は、急速に変化する部門におけるネットワーク損失の効果的な制御と予測である。電力網事業者がこれらの損失をヘッジする戦略により、CREとの合意条件に応じて、市場価格の変動に対する先物商品のエクスポージャーを最大4年先まで制限することができる。

TURPE HTB（送電）料金に関する具体的な問題は、公正な補償金に加えて、経済の電化という目標を支えるため、大口消費者の接続を加速しなければならないことである。

リスク

- ・主要なリスクは、財務上または産業上の理由（特に他の欧州送電網事業者との資材競争における供給リスク）、または技能や人的資源に関する理由により、投資を行うことが困難になる可能性があることである。
- ・最後に、ネットワーク損失を補填するために行うすべての購入が市場リスクに晒されることにより、（CRCPに）料金債権が発生するリスクがある。

・公共サービスの費用および収入

フランスにおいては、法律（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFに公共サービス任務が付与されており、また同法は、関連費用の全額を政府の一般予算から補償することを規定している。しかしながら、フランス政府は、認識された費用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調整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年ごとの遅れが生じる可能性がある。

2024年7月11日、CREは、例年どおり、2025年に補償されるべき公共サービス費用の金額を選定した。市場で観察される著しい価格変動を考慮し、2024年予算法の例外規定で認められているとおり、CREの決定には2024年について補償されるべき費用の再計算も含まれていた。EDFにおけるこれらの費用は、前年7月の予測がマイナス0.5十億ユーロであったのに対して、3.9十億ユーロ（「料金凍結」を含む。）であった。2回の評価の違いは、主として2023年と2024年の市場価格の相違によるものである。

EDFが要求し認められたこの新しい計算により、2024年に補償される費用の金額（国がEDFに支払うべき金額）がプラスとなったため、費用が可能な限り厳密に補償されるようになった。

電力市場価格が非常に高い水準に達したため、2025年のEDFの予測費用はCREにより6.9十億ユーロと推測されており、マイナスかそれ以下だった2年間に対して、大幅なプラスの水準に「戻る」と見込まれている。

最後に、フランスの2025年予算法では、非相互接続地域に関する費用（2025年の予測は30億ユーロ）を、暖房エネルギーに課される消費税収益の一部を充当することで別途資金調達することが規定されている。この別途の仕組みは、2025年8月1日から導入される可能性がある。

リスク

補償金は、ある年の2月から翌年の1月まで12回に分けてEDFに支払われるため、補償金が翌年に繰り延べられるリスクがある。

・マイナス価格の頻度の増加

2024年、フランスと欧州では、市場価格シグナルに左右されない安定した再生可能エネルギーが大量に生産された影響により、マイナス価格の回数が増加した。

具体的には、再生可能エネルギーの増加は現在、施設によって購入義務と追加補償という2つの主要な公的支援メカニズムの恩恵を受けている。購入義務メカニズムは、発電事業者に発電を止めることなく発電量を最大化するインセンティブを与えるものである。その結果、発電量は卸売市場に「どんな価格でも」提供され、マイナス価格の発生につながる。

経済的に効率的な運用では、風力発電と太陽光発電の資源は、ゼロに近い変動コストで市場に提供されるべきである。フランスの2025年予算法には、市場統合を進め、経済的に採算が合わない場合には運転を停止できるようにするため、10MWを超える施設の購入義務契約の改正が盛り込まれている。

リスク

公的機関が講じる措置が遅すぎて2025年の春から夏に効果がない、または不十分となるリスクがある（例えば、既存の施設または購入義務の対象となる将来の施設について、「柔軟な」購入義務に切り替える電力基準値を過度に高く設定している場合や、購入義務の対象となる小規模な自家消費型施設からの余剰電力に購入料金を設定している場合など）。

・容量債務メカニズム

欧州委員会から2026年半ばまでの10年間の認可を受けた発電容量メカニズムが、見直されている。これにより、国の発電容量要件を設定するメカニズムに移行し、集中型入札によって数年前にこれを満たすなど、2017年の実施以来観察されてきた主な落とし穴を修正することが可能となる。改訂されたシステムでは、柔軟性（負荷制限、貯蔵）に特化した中間入札を導入することも計画している。これは、複数年の見通しが求められ、エネルギー貯蔵資産や負荷削減によって提供されるサービスとは異なるサービスを提供するような、新たな低炭素火力発電所の開発を迫られているためである。

リスク

2026年以降の発電容量メカニズムの継続と現代化に必要な立法措置は、2025年予算法で採択された。2026年半ばまでに新システムを有効に実施するという計画は、遅延するリスクがある。また、新規の発電技術と既存の発電技術、または異なる発電技術の間で差別化された価格上限を導入する誘因にもリスクがあり、特に原子力発電に悪影響を及ぼす可能性がある。

・省エネ証書制度

請求書に含まれるフランスの省エネ証書の要素は、現在、電力で6.2ユーロ/MWh、ガスで6.3ユーロ/MWh、燃料で0.06ユーロ/リットル（約6ユーロ/MWh）と推定される。このコストは、省エネ義務の倍増（これは作業部会が現在使用している仮定条件である。）と、大幅な価格上昇につながる省エネ証書の供給不足により、第6次省エネ証書の期間（2026年から2030年）には2倍を超えると予想されている。

リスク

重大なリスクの1つは、義務の配分が電力にペナルティを与え続け、炭素ベースの化石燃料よりも競争力を低下させることである。EDFは、義務の一部にエネルギーの炭素含有量を含めるよう働きかけている。そうすることで、フランスは化石燃料からの脱却が優先事項であると宣言しているため、電力に対する義務のレベルはそのまま、化石燃料には追加の義務が課されることになる。

もう1つのリスクは、フランスのエネルギーおよび気候戦略の電化目標を達成するために電力ソリューションが支援されるべき時に、この制度がそのメリットを十分に認識していないことである。

・バイオガス生産証明書

バイオメタン部門の発展を支援するために、命令第2024-718号および2024年7月6日付省令により、フランスの天然ガス供給業者に対する新しいバイオガス生産証明書（CPB）の義務が導入された。この予算外制度は、購入料金や公開入札に加えて、年間生産量25GWhを超える大規模なバイオガス生産施設を支援するものである。ガス供給業者は、バイオガスを自ら生産するか、またはメタン生産者もしくはまだ発展途上の二次市場からバイオガスを購入することで、CPBを取得することができる。2020年から2021年の購入料金引下げによりメタン化部門の新規プロジェクトのペースが鈍化する中、2026年から2028年までの期間について、厳しい初期義務が設定された。年間CPB目標が達成されない場合、天然ガス供給業者は課徴金の支払いを課され、そのコストは消費者に転嫁される。2028年から2035年までのCPB義務は、PPE 3のバイオガス目標に基づき、2025年に定めなければならない。

リスク

EDFはフランスで2番目に大きな義務を負う供給業者であり、バイオメタン部門の上流に位置していないとはいえ、非常に意欲的なCPBの義務を果たさなければならない。技術的・経済的に利用可能なバイオメタンの供給という点を考慮すると、CPBの義務を果たすことは困難であると考えられる。これにより、EDFは制度導入の最初の数年間は罰金のリスクを負うことになる。現在設置が進められている、資源へのアクセスを容易にするプラットフォームから大手供給業者が除外されれば、このようなリスクは高まるだろう。バイオメタンの価格も天然ガスの価格の3倍から4倍高い。CPBの義務が履行されるかどうかにかかわらず、CPBの義務の増加に伴い、ガスの供給サービスには上向きの影響が予想される。

・エネルギー貧困

2025年のフランスの規制販売料金の引下げ幅は大きい（住宅用顧客は15%減）が、過去3年間の急激な上昇を埋め合わせるほどではない。その一方で、エネルギー券（*chèque énergie*）の価値は変わらないため、その恩恵を受ける条件は悪化している。

リスク

支払支援の進展や新たな措置がない場合、脆弱な世帯や、未払いの請求書が増える当社にとって不利益となる可能性があり、電化の成功や電気のイメージにとって障害となる可能性がある。

欧州の状況も重要な要因である。

ウクライナにおける戦争、激しい国際競争、欧州連合内の制度改革など、複数の危機が重なる中、2024年には、当グループにとって重要な欧州の複数の措置、規制および合意が採択された。具体的には、電力市場改革、ネット・ゼロ産業法（NZIA）、「ガスと水素」パッケージの内容の最終決定などである。さらに、二酸化炭素価格の変動には重大なリスクを伴う。

・電力市場設計改革に関する欧州の合意

2024年6月26日付EU官報にて、電力市場設計改革を目的とした2019年電力規制および電力指令の改正が公表された。この改革は特に、現在短期に集中している市場に長期的な側面（電力購入契約、差額決済契約、先物市場）を導入し、エネルギー価格危機の際に小売市場で観察されたある種の機能不全（ヘッジに関する供給業者の慣行、固定価格のオファー、バックアップ供給業者、電力削減）に対応すること、または柔軟性の問題（非化石燃料の柔軟性に対する支援の手段と方法）に対応することを目的としている。この公表以降、欧州レベルおよび／または国レベルで実施作業が進められている。しかし、先物市場の具体的な設計については欧州委員会からの提案が依然として待たれている。

リスク

市場設計に関する条文の改正のリスク。一部の産業部門が直面している競争力の問題を考慮して、EUにおけるエネルギー価格の上昇の影響を指摘し、この差を制限するための措置を求める動きがあり、2024年の改革に疑問を投げかける可能性がある。

・二酸化炭素価格

排出量取引制度（2005年以降、主にエネルギー部門と大規模産業部門を対象とするEU ETS 1）の価格は非常に不安定である。平均すると、2024年の価格は1トン当たり60ユーロから70ユーロ程度であり、脱炭素化行動の引き金となるほどの高さではない。発電の脱炭素化と用途の電化の加速に向けた効果的な目標は、欧州において石炭火力発電所より先にガス火力発電所を利用できる二酸化炭素価格水準であり、これは1トン当たり80ユーロから100ユーロ以上の二酸化炭素価格に相当する（ガスと石炭の価格による。）。

排出量取引制度の改正（EU ETS 2）は、2023年に採択された。この改正は、制度を建設部門と運輸部門からの排出に拡大するもので、2027年に施行される予定である。この制度の当該部分に関する当初の価格帯は1トン当たり50ユーロ程度で、2030年にはその少なくとも2倍になると予想されている。これにより、取引制度に応じて2つの異なる二酸化炭素価格が生じることになる。現在までのところ、このETS 2指令（第2023/959号）の置換えは行われていないが、下流部門の事業者がこの価格を自社サービスに含めるためには認知度が必要である。

リスク

欧州における二酸化炭素価格が低いためにガス火力発電所ではなく石炭火力発電所が使用されているという事実は、第一のリスクである。価格水準が不十分で用途の脱炭素化のインセンティブとならないという事実は、第二のリスクである。価格シグナルを使うことに反対する関係者もいるが、その他の手段（基準、補助金）は追加的なコストを発生させ、エネルギー転換

の受入れを危うくする可能性がある。最後に、炭素価格を引き上げる措置が受け入れられるためには、最も脆弱な世帯や企業の競争力を保護するという課題に適切に対応する必要がある。

・ネット・ゼロ産業法（NZIA）（第2024/1735号）

この規制は、生態系の変化とエネルギー・システムの回復力のため戦略上重要と特定されたいくつかの技術について、欧州における生産能力を向上させることを目的としている。NZIAは、特に行政の簡素化と公共契約において価格以外の基準をより考慮することで、欧州におけるこれらのバリュー・チェーンを統合するための規制枠組みを提供する。NZIAの施行法および委任法では、公共契約や再生可能エネルギーの入札におけるこれらの基準に関連する要件が規定されると期待されている。

リスク

NZIA規制の施行法および委任法の適用における過度な転嫁のリスク。フランスは、回復力と持続可能性の基準の解釈と実施において、欧州の他国よりも野心的であるように思われ、それは最終的にプロジェクトのコストをより高く、その展開をより複雑にする可能性がある。

これらのセクターを支援するために計画された欧州の基金が最終的に放出されないリスク
ネット・ゼロ技術の一部（原子力を含む。）が他と同様に取り扱われないリスク

・「ガスおよび水素」パッケージ

「ガスおよび水素」パッケージは、2024年6月にEU官報に掲載された。このパッケージはとりわけ、2025年度第1四半期に予定されている、様々な低炭素水素製造方法の会計処理規則と排出削減基準を定める委任法の策定を、欧州委員会に委任するものである。委任法には特に、具体的には原子力発電の長期購入契約による送電網ベースの発電（電気分解）に適用される規則、または二酸化炭素回収（CCUS）を伴う化石ガス改質の規則が含まなければならない。

リスク

欧州委員会が委任法案の採択を延期するリスク

この委任法で提案されている方法論が、フランスの系統電力や原子力発電全般を利用した水素製造の脱炭素性を認識していないリスク

究極的には、原子力電力購入契約に依存する産業プロジェクトが遅延し、部門の浮上が妨げられるリスク

・欧州の状況で確認されたその他のリスク

- ・クリーン産業ディール：欧州の新たな政治状況は、特に2025年初めに発表された「クリーン産業ディール」を通じて、競争力を促進する政策に焦点を当てる傾向がある。欧州委員会が電化計画を発表したにもかかわらず、競争力の問題が優先され、欧州連合の気候目標を達成するための技術中立的アプローチに基づく意欲的な電化が不利になるリスクがある。
- ・内燃機関：この文脈においても、2035年から新たに内燃機関の販売を禁止する法律が疑問視され、それがモビリティの電化軌道に影響を与えるリスクがある。
- ・環境ルールの策定：環境（水、空気、土壌、化学物質など）の保護は、EDFグループの関心の中心にある。これらの問題に関するルールを策定する際には、欧州連合の気候目標を達成するために不可欠な産業上の制約、施設の安全性、サプライ・チェーンに影響を及ぼすリスク、および低炭素発電所の稼働を考慮しなければならない。

b) 統制行動

当社以外の意思決定に起因するこれらのリスクについては、統制行動は必然的に限定される。具体的には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終了後の状況、消費者支援措置、規制販売料金等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、審議中の、または潜在的な法律文書による潜在的影響の分析。これは、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に情報を提供することを目的としている。
- ・審議中の法律文書がEDFおよび当グループに直接的および間接的に与える可能性のある影響についての見解を共有するために行う、フランスおよび欧州の公的機関および選ばれた役人との協議
- ・国内および欧州レベルで審議中の関連法令および規則について、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特定の影響をもたらす法令および規則を遵守するため、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
- ・ネットワーク損失を補うためのすべての購入の市場エクスポージャーにより（収益費用調整勘定において）料金債権が発生するリスクを軽減するため、国との対話において、収益費用調整勘定の年間清算係数をTURPE 6 料金の+/- 2 %からTURPE 7 料金で+/- 3 %に拡大するよう主張すること
- ・補償制度の実施を安定させるための、公共エネルギー・サービス費用の資金調達問題について、政府サービスとの定期的な対話
- ・企業と公共サービス料金の両方に悪影響を及ぼすマイナス価格の発生を抑えるため、手段を特定した。消費者が午後に電力を使用することを奨励するインセンティブを開発することが望ましく、供給側では、最も経済的な選択であるときにはいつでも設備が運転を停止するインセンティブがあるように、既存および将来の支援枠組みを開発することが望ましい。

3 B－水力発電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク

概要

当グループは水力発電事業の大部分を、主にフランスにおいて、委託契約または認可契約に基づいて行う。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制度）、委託規定の経済条件ならびに入札手続の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」に詳細が記載されている。

フランス政府は、2024年12月31日現在、終了した36の委託契約（設備容量合計3,647MW相当）を更新していない。これらの委託は、「スライド式期限」制度の対象となる。フランス・エネルギー法は、委託の終了日に新たな委託が締結されていない場合、当該委託は新たな委託が承認されるまで従前の条件で延長されることを規定している。この制度は、有効な更新までの事業継続を単に保証するものである。

フランスは、欧州委員会（EC）から2件の正式通知を受けている。2015年10月22日付の1件目において、ECは、フランスの水力発電委託の大部分がEDFに帰属し、EDFのために確保されているという事実が、フランスの小売電力供給市場におけるEDFの支配的地位の強化につながったため、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第102条および第106条の違反に当たるとした。2019年3月7日、ECはフランスに対し、委託更新の際にEU公共調達法が遵守されていないとして、2件目の正式な警告を送付した。

EDFグループがすべての委託を更新できない、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カバー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。

委託の更新については、2件の正式通知の解決をめぐり、フランスと欧州委員会（EC）の間で協議が続いている。この状況は水力発電資産の開発を妨げている。フランス政府は、電力システムに必要なそのような開発を可能にする法的解決策を検討中である。

その他の国、主にイタリアでは、現地の状況によっては、水力発電委託が終了するか、または当グループについて更新されるが委託仕様書における財務条件が変更され、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に従事する、責任ある受託事業者である。

関連する地域における経済、政治および業界団体と密接に協力し、施設の近隣住民と緊密に対話することで、この協議を日常的に行っている。

フランスにおいて、当グループの地域経済への融合には、すべての購入の78%を水力発電分野で行うことによって現地の経済への影響を最大化することが含まれており、これは現地の産業構造に利益をもたらす（EDFの供給業者討論会の名簿には、水力発電部門に特有の取引に携わる62社を超える地元企業が掲載されている。）（「第2 3（2）①（iii）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。

3 C－配電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク

概要

Enedisは、（発電事業や電力供給事業への関心とは無関係に）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。法律や規制の枠組みおよび委託規定が変更されると、当グループの利益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）（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。これらの独占権に基づき、EDFおよびLDCはサービス提供地域において、規制料金によりエネルギー供給サービスも遂行する。

公共配電を統括する当局（AODE）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）に付与され、かつ、公共配電網を構成する資産（変電所を除く。）がこれらのAODEに所有されているため、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、その業務が明記されている。）およびこれらの委託の両方に基づいて、公共サービス任務（電力網の維持管理、改修および開発、計測、接続等）を遂行している。また、かかる委託契約の目的は、法律の適用において、規制販売料金でエネルギーを供給することである。したがって、これらの契約は、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）。

Enedisは、発電事業や電力供給事業への関心とは無関係に事業を行っている。

b) 主要なリスク

EnedisおよびEDFに独占権が付与されているため、委託契約の更新の際には、他の事業者は入札できない。すべてのAODEとの委託契約を更新する現在のプロセスは、フランス全国委託元当局連合会（FNCCR）、フランス都市連合、EnedisおよびEDFによって2017年12月に策定された委託契約モデルに基づいている。

国務院が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が欧州連合法および地方自治体による行政の自由に関する憲法の原則に適合していることが確認されたとはいえ、この状況が法律または判決により変化する可能性は排除できない。

c) 統制行動

- ・部門に特有であるか否かを問わず、欧州および国内の法令および規則の監視および対応
- ・公共配電モデルが問題視される可能性の高い紛争の嚴重な監視

3 D－倫理またはコンプライアンスに関するリスク

概要

従業員または第三者が業務上不法行為や倫理違反行為（特に人権または基本的自由の侵害）を取った場合、EDFグループは、重大な財務または評判の影響を有する民事制裁または刑事制裁を受けるおそれがある。

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が高まっていることや、事業における倫理違反行為を禁止する規制枠組みの強化により、当グループ、その従業員または当グループに代わって行為する第三者は、評判の失墜または民事制裁もしくは刑事制裁につながったり、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のリスクを防止するため、以下のテーマを扱う13のプログラムを策定している。

- ・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

- ・金融市場の規制を目的とする欧州市場インフラ規制（EMIR）の遵守
- ・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REMIT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）

3 E－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、訴訟の経過または結果は、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を考慮すると、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裁判所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。EDFグループは、商事紛争または税務紛争に関する重大な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、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、いかなる事項についても監督機関および行政機関または司法当局の見解を予断することはできない。これらのリスクについては、特に防止政策（契約による政策、遵守政策等）および実際のもしくは起こり得る重大な訴訟については、当グループの法務部への報告手続を通じて、特別に警戒している。

EDFが関与する主要な法的手続については、2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記21「偶発債務および資産」および「第6 3（2）訴訟」に記載されている。

④ 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、当グループの貸借対照表に計上可能な資産および負債に影響を与える可能性のある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、当グループの貸借対照表上の資産および負債に関するリスク、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・リスクおよび流動性リスクを含む、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、管理報告（「第3 4（3）⑥市場リスクの管理および統制」）および2024年12月31日現在の連結財務書類の注記に記載されている。

4 A－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、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。2026年からは当グループ全体で400TWh超が卸売市場価格の変動に晒されるため、電力市場およびガス市場のボラティリティはEDFの将来の収益に大きな不確実性をもたらす。

卸売市場取引の金融保証条項（マージン・コールおよび証拠金預託）により、EDFは、卸売価格の変動による重大なキャッシュ・フロー・リスクにも晒されている。

緊急性：高

a) 状況

当グループは、発電事業、配電事業および販売・供給事業を、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、電気（当該国におけるエネルギー価格および供給量保証）、ガス、石炭、石油製品および二酸化炭素排出権について、卸売市場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 4（3）②経済環境」を参照。）。これらの市場には相関性があり、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。

これらのコモディティの卸売価格は、世界レベル（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。

b) 主要なリスク

フランスにおいて、2025年末にARENH制度が終了すれば、ARENH関連のリスクおよびリスク管理は消滅する。2025年の最後のARENH上限は2024年12月に判明しており、2025年（ARENH制度が実施される最終年）のエクスポージャーは、2024年末時点ではほぼ全額がカバーされていた。

結果として、卸売市場における当グループの取引高は2025年から増加し、マージン・コールおよび証拠金預託、ならびに取引相手先が債務不履行に陥った場合のカウンターパーティ・リスクをカバーするために、過年度よりもはるかに多くの資金が必要となる。

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。当グループ・レベルでは、卸売価格の変動に晒される量は400TWhを超えている。

したがって、EDFは特に価格の下落リスクに晒されている。長期的には、発電供給量の増加と消費やコモディティ価格の増加との間に不均衡が生じ、卸売価格が下落する可能性が高い。

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、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 4（3）⑥市場リスクの管理および統制」を参照。）。長期契約の利用が増えれば、毎年の収益の変動性を軽減する助けにもなる。これらの措置は、このように価格変動の影響を平準化することはできても、その影響を中和することはできない。さらに、当グループは依然として、当グループの発電または顧客の消費に影響する偶発事象に晒されている。

求めるヘッジ水準を達成するため、当グループは、価格変動に伴う偶発事象の低減とEDFのポートフォリオの量の変化に伴う偶発事象の低減との間で、適切なバランスをとらなければならない。

4 B－当グループの貸借対照表上の資産および負債に関するリスク

概要

当グループは、経済および金融環境の変化、当グループが事業を行う活動および市場の変化、またはこれらの資産および負債の評価に適用される会計基準の変更により、貸借対照表を構成する会計上の資産および負債の変動に関するリスクに晒されている。

かかる変動の結果としての当グループの資産の著しい減少または負債の著しい増加は、特に当グループの事業資金を調達するために金融市場を利用する当グループの能力を低下させることにより、当グループの財務状態を著しく悪化させる可能性があり、当グループの利益および当グループのすべての財務指標に影響を及ぼす可能性がある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

EDFグループの財務書類の作成には、資産および負債の価値、ならびに利益および費用を決定するための判断、最善の見積りおよび仮定の使用を要する。当グループが重要な判断および見積りを行う主な取引については、2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記1.3.4「経営者の判断および見積り」に記載されている。

これらの見積りを使用する際には、当グループはすべての会計上の資産および負債に関するリスクに晒されており、その主な項目は以下のとおりである。

- ・当グループがプロジェクト事業者またはプロジェクト・マネージャーとして遂行する長期プロジェクトから生じる資産の価値、特に発電に使用される有形固定資産の価値。これらの資産、特にフランス（フラマンビル3、EPR2）および英国（ヒンクリー・ポイントC、サイズウェル）で進行中のEPRプロジェクトは、非常に複雑である。資金調達に関連する技術上および業務上の多数のリスク、および場合により規制上の枠組みに関連するリスク（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」を参照。）、ならびに経済環境における多くの不確実性（価格曲線、金利水準等）を考慮すると、当グループの貸借対照表に計上される資産の価値は、将来当グループの財務状態やパフォーマンスを著しく悪化させる可能性のある、相当な減損リスクに晒されている。
- ・負債の価値、特に貸借対照表に計上された財務引当金、最も重要なものはフランスにおける当グループの原子力事業に関連して、既存の原子力発電所の将来の廃炉と廃棄物管理のための引当金の価値。原子力事業に特有の多数のリスク（「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」に記載されている。）を考慮すると、当グループの貸借対照表に計上された引当金の価値は、上方修正される相当のリスクに晒されており、これにより当グループの財務状態およびパフォーマンスが将

来著しく悪化する可能性がある。「第3 3 (2) ②原子力事業に関する特定のリスク」のリスク要因「2 A－放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連義務の確実な履行に関するリスク」に記載されているリスクに加えて、EDFグループは、当グループの連結財務書類の作成に適用される国際会計基準の変更から生じる可能性のある原子力引当金に関するリスクを評価している。具体的には、国際基準の設定機関であるIASBが検討中のIAS第37号「引当金、偶発債務および偶発資産」の修正案では、「リスクフリー」な割引率の採用が求められる可能性がある。この割引率は、算出方法にもよるが、当グループがその原子力引当金の推定に使用している現行の割引率よりも極めて低くなる可能性がある。この変更は、2027年または2028年までに適用される可能性があり、実施方法によっては、当グループの貸借対照表に計上されている原子力引当金は、極めて大幅に再評価される可能性がある。その場合、専用資産による引当金の引当率が100%を下回ると、専用資産に関する規制により、EDFはこれらの資産への現金での追加的な配分を求められ、それによりキャッシュ・フローが減少し、当グループの経済的負債が増加する可能性がある（現行の規制および原子力引当金の測定に用いる方法は、2024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15.1.2.1「規制」に記載されている。）。

b) 統制行動

資産価値に関するリスクについての事業上の統制行動は、統制システムと強固なガバナンス構造の実施とともに継続された（リスク要因「1 A－EPRを含む、大型かつ複雑な産業プロジェクトの統制に関するリスク」を参照。）。

潜在的な減損を迅速に発見し、当グループの戦略を適応させるために、経済動向および市場動向を定期的に監視し、資産価値の詳細な分析を頻繁に行っている。この最後の点に関して、当グループは、当グループの貸借対照表上の資産および負債に関連するリスクに対するエクスポージャーを、特定の財務および会計報告方針を通じて管理している。各報告日現在、EDFグループの業績・影響・投資および財務部門は、この方針を遵守し、適切に適用していることを確認している。

このリスク統制の一環として、EDFグループは、連結財務書類が作成される際に貸借対照表に計上されている資産の価値が回収可能であることを確認している。適用ある会計基準を厳格に遵守して、当グループの経営陣によって確立され、様々なグループ企業において採用されるプロセスに基づき、減損テストが実施されている。用いた方法およびその結果は、財務書類の専用の注記に記載されている（2024年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記10.7「減損／戻入」を参照。）。

これらの点は、多くの利害関係者（グループ・ガバナンス、金融市場およびアナリスト、AMF、フランス会計検査院）によって特に注目されている。

EDFグループとその業績・影響・投資および財務部門も、特に国際会計基準の変更に関して、当グループにとって重要な問題に関係する会計計画に寄与するためのシステムと資金を用意している。例えば、当グループは、IASBによるIAS第37号「引当金、偶発債務および偶発資産」の修正案に起因する可能性のある新たなリスクの発生に対処するための措置を講じている。当グループの財務書類に与える影響を分析し、IASBの基準修正プロセスの進展を注視している。また、当グループは、このような計画の課題に対する認識を高め、IASBに提案し、可能な代替案を確認するために、関係する利害関係者（IASBのメンバー、財務書類の作成者、当グループの株主であるフランス政府の部門等）といくつもの取組みを行ってきた。

4 C－金融市場リスク

概要

EDFグループは、その事業を通じて、金融市場に関するリスク、特に株式や債券の形で保有する資産に関する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、主に長期原子力債務に関する費用を負担するために保有される専用資産に含まれる株式、外部年金基金、および（これより程度は少ないものの）当グループが直接保有する現金資産および投資について、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、2024年12月31日現在、13,447百万ユーロであった。2024年12月31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11.36%であった（2023年末現在は17.04%）。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1,528百万ユーロと推定される。

2024年12月31日現在、上場債券（12,489百万ユーロ）の感応度は5.7で、金利が一律に100ベース・ポイント上昇した場合、市場価額は708百万ユーロ低下することになる。この感応度は、2023年12月31日現在は4.9であった。

4 D－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起因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債務（2024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「従業員給付引当金」）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（2024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「原子力発電関連引当金および専用資産」）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、割引率の規制上限の効果、または前述のIASBによるIAS第37号「引当金、偶発債務および偶発資産」の修正案の潜在的効果により、今後数年間は割引率も下がる可能性がある。

割引率に関連して、原子力費用の資金調達の確保に関する2020年7月1日付省令（2007年3月21日付の当初の命令を修正するもの）は、割引率の規制上限（実質価値で表示されている。）に関する新たな規定を導入した。これは、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長期金利を表す予想値（端数処理されていないもの）を150ベース・ポイント引き上げたものに相当する。この上限は、原子力費用の資金調達の確保に関する2023年12月27日付命令に従い、2024年に適用された。

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、専用資産への追加配分が必要となる可能性があり、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。

しかしながら、引当金、特に専用資産によって賄われる引当金の増加は、その配分が主に以下に依存するため、必ずしも当該日に専用資産に配分される金額の増加につながるわけではない。

- ・専用資産の利益率およびそれに伴う債務のカバー率
- ・配分の時期。法律では、行政当局（エネルギー担当大臣と経済担当大臣が共同で行動する。）による承認を条件として、専用資産に必要な配分を行うため5年以内の期間を設定できると規定している。

規制枠組みを考慮すると、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、2024年は追加配分の予定はない（2022年も同様）。

さらに、金利が一定である場合、インフレ率の上昇が予想されれば実質金利は低下し、当グループの割引負債に反映される将来の費用はインフレ率に連動すると考えられることから、かかる負債にも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キャッシュ・フローの変化に関するリスクにより、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。さらに、当グループが保有する金融証券およびデリバティブ、または当グループが発行した債券が支払うもしくは受け取る表面利率は、変動金利に直接連動する可能性がある。

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90百万ユーロの効果があり、キャッシュ・フローへの正味のマイナスの影響につながる。

しかしながら、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、キャッシュ・フローに即時かつ自動的な影響を与えることはなく、長期債務に対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。）。

4 Eー流動性リスク

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、長期原子力債務のための専用資産ポートフォリオへの配分を賄うため、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（2025年3月27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。2024年12月31日現在、当グループの純負債額は、54,346十億ユーロであった。

緊急性：中

a) 状況

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、および交渉可能な金融条件は、格付機関によるグループ企業の信用格付を含めた多くの要因に依存している。当グループの負債は、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、債券および短期金融市場商品の発行、銀行からの借入れ、ならびに担保の有無にかかわらず借入れを行っている。

このため当グループは、以下の取引を行った。

2024年4月15日、EDFは、以下のとおりシニア債を3トランシェ発行し、2.050十億米ドルを調達した。

- ・650百万米ドルの5年満期、固定利率5.650%の社債
- ・650百万米ドルの10年満期、固定利率5.950%の社債
- ・750百万米ドルの40年満期、固定利率6.000%の社債

2024年5月13日、EDFは、以下のとおりシニア債を2トランシェ発行し、750百万カナダ・ドルを調達した。

- ・350百万カナダ・ドルの10年満期、固定利率5.379%の社債
- ・400百万カナダ・ドルの30年満期、固定利率5.777%の社債

2024年6月11日、EDFは、以下のとおりシニア・グリーンボンドを3トランシェ発行し、3.0十億ユーロを調達した。

- ・1十億ユーロの7年満期、固定利率4.125%の社債。その純収益は、フランスの既存の原子炉の耐用年数延長のための資金調達および／または借換えに使用される。
- ・750百万ユーロの12年満期、固定利率4.375%の社債。その純収益は、再生可能エネルギー・プロジェクトおよび水力発電プロジェクトのための資金調達および／または借換えに使用される。
- ・1.25十億ユーロの20年満期、固定利率4.750%の社債。その純収益は、特にエネルギー移行のニーズに電力網を適応させるための配電への投資の資金調達および／または借換えに使用される。

2024年6月26日、EDFは、100百万ユーロの10年満期、固定実質利率1.874%のインフレ連動社債を発行した。

また2024年8月21日、EDFは、2トランシェのシニア・グリーンボンドを310百万スイス・フラン発行した。その純収益は、EDFのグリーン・ファイナンス・フレームワークの定義に基づき、再生可能エネルギー・プロジェクトおよび水力発電プロジェクトに対する欧州タクソノミに沿った投資のための資金調達および／または借換えに使用される。

- ・155百万スイス・フランの5年満期、固定利率1.5650%の社債
- ・155百万スイス・フランの8年満期、固定利率1.7425%の社債

2024年9月10日、EDFは、多通貨のハイブリッド・グリーンボンドを3トランシェ発行した。その純収益は、EDFのグリーン・ファイナンス・フレームワークの定義に基づき、フランスの既存の原子炉の耐用年数延長に対する欧州タクソノミに沿った投資のための資金調達および／または借換えに充てられる。

- ・500百万ユーロの社債発行。固定利率5.125%、5.25年後の2029年にEDFが優先的に償還できるオプション付き
- ・650百万ユーロの社債発行。固定利率5.625%、8年後の2032年にEDFが優先的に償還できるオプション付き
- ・500百万英ポンドの社債発行。固定利率7.375%、11年後の2035年にEDFが優先的に償還できるオプション付き

2024年10月18日、EDFは、日本市場で発行された2トランシェのシニア債（「サムライ債」）を通じて、35.8十億円（約220百万ユーロに相当）を調達した。

- ・28.3十億円の3年満期、固定利率1.172%の社債
- ・7.5十億円の5年満期、固定利率1.423%の社債

2024年10月31日、EDFは、500百万英ポンドの40年満期、固定利率6.500%のシニア債を発行した。

2024年4月、当グループは、300百万ユーロの5年ローンを締結した。

2024年5月、EDFは、償還期限3年から5年の総額約5.8十億ユーロのグリーン・バンク・ローンを、一部は米ドル建て、一部はユーロ建てで設定した。これらのローンの大半は、EDFのグリーン・ファイナンス・フレームワークの定義に基づき、フランスの既存の原子炉の耐用年数延長に対する欧州タクソノミに沿った投資のための資金調達および／または借換えに充てられる。

2024年8月、EDFはEIBとの間で、500百万ユーロの10年間の二者間与信枠を締結した。

最終的に、2024年、EDFは、2022年と2023年に締結された、10.7十億ユーロ、1.7十億米ドルおよび23十億円を超える銀行融資を返済した。

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。

また2024年には、フランスにおける原子力発電所の供給力が向上した。2024年6月5日、S&PはEDFの格付見通しを「安定的」から「ポジティブ」に引き上げた。2024年には、フランスの信用格付も数回見直された。国からの支援が期待されることから、EDFの格付においては、各機関特有の手法によってこれらの見直しが考慮されている。フィッチは2024年10月11日にフラ

ンスの格付見通しを引き下げ、2024年10月28日にはEDFの格付も引き下げた。S&Pとムーディーズは、2024年5月31日と2024年12月14日にそれぞれフランスの格付を引き下げたが、EDFの格付には影響はなかった。

c) 統制行動

EDFグループは、監視指標およびリスク軽減措置を含む流動性リスク監視政策を有している。

当グループは、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。

- ・ユーロ市場のほか、EDFは、米ドル、カナダ・ドル、円、スイス・フランおよび英ポンドの各市場にても発行を行っているため、調達通貨および投資基盤を分散させることができている。
- ・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（www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors/debt/sustainable-finance）のアップデートを公表し、これによって投資家の強い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。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。子会社の運転資本の変動は、子会社向け与信枠を通じて同部門が供給しており、当グループからのリボルビング・クレジットもある可能性がある。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。この融資は、EDFとEDF IGが完全に独立して行うものである。各社はそれぞれ独立して、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設定する。
- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。子会社の現金残高は、利息と引換えにEDFに提供される。これにより、当グループの現金管理が最適化され、子会社に市場と同等の財務条件が保証されるシステムが提供され、当グループの資金調達源の積極的な管理と分散化が図られる。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の上限は、NeuCPプログラム（「グリーン」NEU CPの20億ユーロと「グリーン原子力」NEU CPの20億ユーロを含む。）については120億ユーロであり、US CPについては100億米ドルである。また当グループは、20億ユーロ（「グリーン」NEU MTNの500百万ユーロを含む。）を上限とするNEU MTN（譲渡可能な欧州ミディアム・ターム・ノート）プログラムの下で、中期的資金を調達することができる。
- ・キャッシュ・レポ契約に基づく現金ポートフォリオから銀行取引先への有価証券の移転

4 F - カウンターパーティ・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

あ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（例えば、プロジェクト進行中の供給業者の変更起因して債権を失い、または追加費用を被るなど）可能性がある。

b) 統制行動

景気の悪化に伴い弱体化するおそれのある商工業の契約相手方に関して、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・リスク管理方針がある。各企業は、その原則を自らの課題や事業に適応させ、独自のリスク軽減措置を実施している。この方針は、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と規定している。

2024年9月末現在、当グループのエクスポージャーの88.8%は、「投資適格の」契約相手方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。

4 G - 為替リスク

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、資本、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、当グループの利益に重大な影響を与え、毎年の業績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に関する為替リスクは、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・リターン比率を考慮しており、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その費用が高額な場合、これらの為替持高はオープンのままとなり、かかる持高に対するリスクは、感応度分析によって監督される。
- ・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。

⑤ 当グループの変革および戦略に関するリスク

5 A－技能の適応に関するリスク

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フランス大統領の演説を受けて、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のスキルの確保に貢献しなければならない（これらのリスクは、既存の発電所、EPR 2、接続量の増加、顧客数の増加に関するものである。）。

緊急性：中

a) 主要なリスク

EDFグループの戦略、レゾンデートル、およびCSRコミットメントは、エネルギー移行に貢献する上で直面する課題を示している。フランスのエネルギー自立にとって重要な産業プロジェクトを成功させるために、EDFグループとその産業パートナーに必要なスキルは、原子力部門で年間10,000人、EDFグループだけで10,000人の雇用を含め、年間平均約20,000人（すなわち10年間で200,000人）の追加雇用と推定されている。

当グループは、単独では成功しないと確信している。そのため、エネルギー移行の各部門の企業や従業員とともに、スキルに関する戦略的行動計画を策定している。

b) 統制行動

必要とされるスキルの量、産業技術職の魅力の低さ、ニーズを満たすために自社でスキルを維持するリスク、およびフランスの厳しい雇用市場を考慮して、EDFグループは、今後10年間でスキルの開発と安定化に向けた取組みを強化することを決定した。スキル・プロジェクトは、当グループ内でのスキルの開発と既存スキルの維持、および必要なスキルの育成を目的としている。この新たな取組みには、公的機関、フランス教育省、France Travail（フランス公的職業紹介サービス）、および関係する産業事業者など、国レベルと地方レベルのすべての利害関係者が参画している。

その主な行動によって当グループは以下のことが可能となる。

- ・エネルギー移行の各部門、当グループの企業および事業ライン、ならびに地域間の全体的な一貫性を強化する。この一貫性は、キャリア・ガイダンス、魅力、調達、採用および研修に関連する。雇用と教育に関与する国内の事業者、主要な産業部門、および地域とその研修キャンパスの3つのレベルで構成されている。
- ・地域のニーズを特定し資源の事前計画を立てること、エネルギー移行研修コースとEDFグループへの人材の募集、人材の調達戦略の多様化、および忠誠心を高めるキャリア・パスの提供によって、必要な量を満たすように規模を拡大する。

5 B－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。気候変動の効果は、EDFグループおよびその外部の利害関係者に対する横断的な影響を含む、制度的な課題も示している。また、地域社会、技術および経済の状況は、当グループの推進する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

EDFが適用する気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）が提案する内訳によると、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グループの施設の運営は、天然資源（具体的には水、風および太陽光）と密接に結びついている。電力システム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（慢性的な影響と、異常気象現象の発生頻度および激しさの増加という両方の形で現れる。）に対する強靱性に左右される。

極度のリスクは、施設および電力網インフラの安全性およびセキュリティ、または発電量に影響する可能性がある。慢性的なリスクは、労働条件、発電量、電力網の送電容量、および使用する天然資源、特に水資源（資源紛争）に影響を及ぼす可能性がある。

この気候に対する感応度、および気候変動の影響に関連する複数の不確実性により、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。具体的には、施設を適応させるために追加の費用が必要となる場合がある。これらのリスクは、当グループの外部の利害関係者（地元住民、供給業者、コミュニティ・インフラ等）に影響を与えるおそれもある。

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、過去の経験および気候変動に関する予測の両方を組み込んだ定期点検が行われる。
- ・当グループのCSR方針に定められているとおり、当グループの主要な営業主体は、気候変動適応計画を定期的にアップデートする。かかる計画は、フランスおよび英国の原子力企業、水力および島部の企業について強化されており、実施した措置および今後実施する措置を調査するため、可能な限りIPCCシナリオに基づいている。このため、各グループ企業は気候変動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使用している。
- ・当グループは、発電施設およびインフラの気候変動適応計画をアップデートし、需給バランスに対する影響に備えるために、極度の影響および慢性的な影響について数々の監督および適応措置を行っている。
- ・当グループは、内部および外部の利害関係者と水利用の調整を行っている。
- ・当グループの原子力発電所および火力発電所の気候変動に対する強靱性を強化するため、ADAPTと呼ばれるプログラムがフランス国内で設定されている。このプログラムは、すべての内部および外部の利害関係者に関連する制度的な課題、リスクおよび影響を考慮している。
- ・当グループは気候関連リスクに対する保険の適用範囲を定期的に見直している。

c) 主要な移行リスク

脱炭素への移行状況は、EDFのレゾナデートルと戦略に沿っており、EDFの事業にとって有利で有望であるように見えるものの、いくつかの移行リスクがある。

- ・外部、地域社会、競争、労働、経済または産業の状況は、この戦略の障害となるおそれがある。とりわけ新たな原子力発電施設の開発は、地域社会および政治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。

- ・排出量削減目標の達成、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施設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・ソリューションや新たな低炭素発電所の建設は、例えば、土地の人工化が制限されている中での土地利用、資源の減少を考慮した水、希少鉱物の利用など、地域社会の問題を引き起こす可能性がある。
- ・2022年、G7諸国のエネルギー担当大臣は、国際エネルギー機関が2021年に公表したネット・ゼロ・シナリオに沿って、2040年までに発電部門を脱炭素化する目標を設定した。この目標は、ネット・ゼロ基準におけるSBTiイニシアチブ（SBTi）を含め、多くの事業者採用されている。このため、EDFは、このようなシナリオが自社の事業に与える影響を説明する必要がある。当グループは、特にフランスの電力システムの需給バランスにおいて重要な役割を果たしている。当グループは、この脱炭素化軌道に乗ることができず、その結果、評判リスクや座礁資産が発生する可能性がある。2040年までにすべての事業でこの脱炭素化軌道を達成するためには、一定のインセンティブ条件、具体的には長期的な二酸化炭素価格の堅調さや、すべての低炭素技術とそのバリュー・チェーンへのサポートの提供に関する条件が必要である。
- ・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）は、欧州のすべての企業が目標を1.5°Cで揃え、2050年までに欧州レベルでカーボン・ニュートラルを達成するという目標を設定している。既存のラベルが規格統一されていないため、利害関係者がEDFの事業の影響を認識しにくいというリスクがある。ムーディーズは、EDFグループについて1.5°Cネット・ゼロ・アセスメントを行っているが、SBTiでは依然として当グループを「Well Below 2°C」の削減途上にあると評価している。
- ・気候変動に関する新たな法律または規制の変更、および気候変動関連の法的措置の結果は、EDFの事業に悪影響を与えたり、新たな法的リスクまたは法令違反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、破壊的な新しい技術または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。

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、2050年までにカーボン・ニュートラルの達成に貢献するという目標を設定した。2020年、当グループは、2030年までに自己のすべての排出量（スコープ1、スコープ2およびスコープ3）を削減する軌道、および気候移行計画を策定した。当グループは、2017年から2022年の間に二酸化炭素の直接排出量を半減させた後、2023年、事業の脱炭素化について意欲的な短期および中期の軌道を設定し、2025年、2030年および2035年に向けて新たな目標を設定した。
- ・低炭素ソリューションの展開。当グループは、発電（再生可能エネルギーおよび新規原子力）、柔軟性（特に電力貯蔵）の開発、低炭素電気モビリティおよび産業向け脱炭素ソリューションの開発など、あらゆる低炭素ソリューションに積極的に取り組んでいる。
- ・カーボン・ニュートラル達成に貢献する目標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「ネガティブ・エミッション」プロジェクトを優先している。
- ・公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク要因3Aの管理行動は、政治、法律、規制および判例法の状況の監視、法律の潜在的影響の分析および法的手続の監視、公的機関との対話および議論がある。

e) 全般的な統制行動－気候リスクの概要および分類

- ・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いる。この専門知識は、2019年のEDFの科学協議会や2023年のステークホルダー評議会の中などで、定期的に外部レビューを受けている。
- ・TCFD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、リスクおよび監査委員会に定期的に提出されている。これは、特に営業主の適応計画および研究開発の専門知識に基づいている。気候リスクは、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（概要は本項「第3 3 事業等のリスク」に記載されている。）。
- ・気候リスク分類は、経営計画に含まれる炭素軌道と気候変動適応のための行動計画（レジリエンス・プラン）に変換される。
- ・取締役会に対する説明は2023年9月に行われた。これは、行動計画の主な成果（特にガバナンスに関して）、気候研究のためのシナリオの選択、および当グループの各種事業ラインのための気候変動適応計画の完了を主題としたものであった。
- ・EDFグループの施設の気候変動への適応に関する監査は2022年に実施され、2024年には環境リスクと気候リスクに関する監査が追加で実施された。2024年の勧告は、様々なグループ企業における気候変動の仮定条件の統一、電力システムに期待され

る強靱性のレベルのさらなる詳細、運用計画および適応計画の費用に関するものである。行動計画は、当グループのレジリエンス・プランの一環として展開され、監視されている。

- ・気候問題について当グループの執行役員の認識を高め、具体的な行動を取らせるため、グループ内では様々な取り組みを行っている。

5 C－破壊的变化に直面した際の変革能力に関するリスク

概要

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

- ・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（フランスのエネルギーおよび気候戦略（SFEC）ならびにインフラマージナル・レントに対する課税）。すなわち、エネルギー市場に関する欧州の合意、2026年1月1日以降のフランスにおけるARENH終了後の措置
- ・2050年までに経済活動を脱炭素化するために電力が果たす主要な役割についてはすべての利害関係者の合意があるが、実際に行うのは困難である。
- ・新たな市場と新たな事業者の出現、エネルギー市場に影響を与える可能性のある事業モデルの変化。当グループが事業を行う市場の競争環境の変化と、新たな顧客の需要
- ・エネルギー価格の持続的ボラティリティ、原材料とクリティカル物質をめぐる緊張
- ・危機（COVID-19、ウクライナ）によって弱体化した状況で、応力腐食の（解決段階における）産業偶発事象に関連する危機
- ・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

このような状況の下では、あらゆる分野（発電、供給、サービスおよび貯蔵、国際入札）において競争が激化し、ゲームのルールは変化している（特にARENH終了後の市場操作に関する新たな取決め）。

b) 主要なリスク

上記のことから、当グループの戦略的目標が達成されない可能性があることが大きなリスクとなる。具体的には、

- ・この状況下で生まれる課題や機会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事業モデルが疑問視されるリスク。このリスクの潜在的な影響は、以下の観点から検討される。
 - －事業モデルの資金調達および収益性（2026年1月1日からフランスで予定されている新たな電力市場組織を考慮）
 - －用途の電化および脱炭素化の目標の不達成、開発目標の不達成
 - －上流部門／下流部門統合の不十分
 - －統合された当グループで展開される横断的なシナジーの減少
 - －新たな機会（モビリティ、水素等）を捉えにくくなり、エネルギー産業における当グループの主導的地位を失うこと
 - －当該産業部門において、エネルギー移行プロジェクトの開発および実施に必要な技能を見つけれられないこと
- ・原子力費用および費用の動向、ならびに当グループの費用調達力により、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、契約の取決めが適切である場合でも、当グループは、脱炭素プロジェクトを計画どおり満足のいく条件で実施できない可能性がある。低炭素ソリューションが当グループの顧客および利害関係者が表明したニーズを長期的に十分に満たさず、期待された利益を上げられない可能性がある。
- ・当グループの課題や外部環境に鑑み、従業員が個人としておよび集団として十分に動員できず、業務方法が十分に有効でないリスクがある。
- ・当グループのデジタル変革目標を達成できないリスクがある。

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、外部環境の変化に直面した際に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の原則に基づく、特に用途の電化ソリューションの実施加速によるエネルギー効率および用途の脱炭素化、低炭素発電、電力貯蔵ソリューション、低炭素水素プロジェクト、および柔軟性ソリューションといった低炭素電力の供給およびサービス。この戦略は、成長

の原動力の追求と既存の資産の最適な活用を結びつける。当グループの変革の戦略および手段については、「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。

- ・経営計画「2035年目標」を共有し、以下の4つの戦略分野を通じて当グループの目標を従業員に伝えることで、2035年までの開発軌道を明確にする。
 - －顧客の炭素排出量削減の支援
 - －より多くの低炭素電力（原子力と再生可能エネルギー）の生産
 - －エネルギー移行の課題に対応するための電力網の開発
 - －電力システムのニーズを満たすための柔軟性ソリューションの拡大
- ・成長、適応および変革プログラム、ならびに業績計画の導入。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の必要性が特定され、売却または買収につながる場合がある。
- ・「2035年目標」の達成に向けて、「全員が同じチームであり、期待される結果を達成するために自らを改革する」という共通の考え方と、リーダーの5大資質の開発を促進する変革アプローチを通じて、作業チームおよび当グループのリーダーを動員するための行動

5 D－長期にわたる従業員給付義務に関するリスク

概要

当グループは、年金およびその他の従業員給付に相当する多額の債務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

当グループが事業を行う様々な国で適用されている年金制度では、確定給付制度に基づく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債務が発生する（2024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「従業員給付引当金」を参照。）。フランスでは、これらの年金債務に加えて、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債務を負う。

上記債務、積み立てられた引当金、設立された外部基金または企業年金基金、および資金不足を補うための追加拠出金の金額は、保険数理上の仮定に基づいて見積られている。すなわち、市場の状況により異なる割引率、またフランスにおける従業員給付債務の場合、標準的な国の制度から支払われる給付および当グループが負担する金額を規定する各種規則などである。これらの仮定および規則が調整された場合、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債務を増加させ、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。

したがって、フランスの新たな年金改革は、当グループの債務に影響する可能性がある。

また、英国の年金基金の価値が、主に算定上の仮定または金融市場の変動により、対応する債務を考慮すると不十分であ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拠出を求められる可能性があり、財務状態に悪影響が生じる可能性がある。

b) 統制行動

これらの債務をカバーするために、当グループは年金コミットメントの積立てが規制要件である英国に年金基金（EDFG）を、フランスに外部年金基金を設立しており、債務の一部をカバーしている。これらの基金は、これらの債務から生じる引当金の増加リスクを統制することを目的とした資産負債管理戦略の対象となっている。

4【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 4 (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

2024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「売上高の内訳」を参照。

② EDFの連結負債の変動

詳細については、「第3 4 (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 4 (3) ⑥ (i) (イ) 流動性リスクの管理」を参照。

2024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 4 (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 4 (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2024年12月31日現在の連結財務書類から作成されている。

当グループの非常に良好なパフォーマンスは、フランスにおける原子力発電量および欧州における水力発電量の大幅な増加に反映されている。規制業務および再生可能エネルギーも成長を記録した。それにもかかわらず、EBITDAは、市場価格の下落環境の中で3.4十億ユーロ減少した。

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
売上高	118,690	139,715	△21,025	-15.0	-15.7
EBITDA	36,523	39,927	△3,404	-8.5	-8.4
営業利益 (EBIT)	18,327	13,174	5,153	39.1	43.0
連結会社の税引前利益	17,395	9,825	7,570	77.0	82.2
EDFの純利益	11,406	10,016	1,390	13.9	17.1
非経常項目を除く純利益 ⁽¹⁾	15,233	18,481	△3,248	-17.6	-15.8
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	14,651	17,851	△3,200	-17.9	n.a.
当グループのキャッシュ・フロー ⁽²⁾	3,868	9,581	△5,713	-59.6	n.a.
純負債額 ⁽³⁾	54,346	54,381	△35	-0.1	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性金融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）を除く純利益（「第3 4 (3) ③ (vi) 純利益」を参照。）に相当する。
- (2) 現在、現金および現金同等物による収益は、当グループのキャッシュ・フロー（2024年は351百万ユーロ、2023年は293百万ユーロ）に含まれている。2023年は「その他の金融投資」に含まれていた。これに伴い、比較数値は再表示されている。

(3) 純負債額の詳細は、「第3 4 (3) ④ (i) 純負債額」に記載されている。

② 経済環境

(i) 電力、化石燃料および二酸化炭素排出証明書の市場価格

(イ) 欧州における電力スポット価格（フランス：EPEXSPOTにおける前日平均価格。ベルギー：BelPexにおける前日平均価格。英国：Nordpoolにおける前日平均価格。イタリア：GMEにおける前日平均価格。）

	フランス	英国	イタリア	ベルギー
2024年のベースロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	57.7	85.9	108.5	70.2
2024年/2023年の ベースロード平均価格の変動	-39.1	-22.2	-18.7	-27.0
2024年のピークロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	64.2	96.4	115.9	77.6
2024年/2023年の ピークロード平均価格の変動	-45.4	-23.8	-21.2	-31.7

数値は、小数第1位未満を四捨五入している。2024年/2023年の変動は正確な値から算出される。

フランスの電力スポット価格は、2024年において-87.3ユーロ/MWhから284.2ユーロ/MWhの範囲となり、2023年との平均差は-39.1ユーロ/MWhと大幅に低下した。かかるスポット価格の全般的な緩和は、以下の需給バランスの要因によるものである（出典：ENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）の透明性プラットフォーム）。

- ・発電量の増加：フランスの発電量が、9%増加したこと。これは主に、原子力発電量の増加（2023年と比較して+13%）および非常に良好な水力条件（2023年と比較して+27%）によるものである。
- ・コモディティ価格の下落：PEGスポット指数（フランスにおけるガスの参照指数）は、2023年と比較して-12%であった。
- ・需要の低迷：2024年の消費量（天候の影響および負荷制限について未調整）は、合計437.2TWh（2023年と比較して+0.9TWh）であり、2023年と同様、2024年のフランスにおける電力需要は過去20年間で最低であった。

したがって、

- ・かかる電力生産量および消費抑制の結果、フランスは、2024年は毎月純輸出国となった。2024年の同国の純輸出残高は、輸入の減少（2023年と比較して-50%）および輸出の増加（2023年と比較して+35%）により、主に中核地域（ドイツ、ベルギー、イタリアおよび英国を含む13か国で構成）において大幅に増加した。2024年の純輸出量は合計89TWhであり、2002年からのフランスの記録である77TWhを上回った。
- ・2024年には、再生可能エネルギー設備容量の増加および需要の低迷と相まった非常に良好な水力条件により、再生可能エネルギーの生産量が多い時に、フランスにおけるスポット価格がマイナスまたはゼロになることが数時間あった。具体的には、2023年は147時間であったのに対して、2024年にスポット価格がマイナスとなった時間は361時間であった。欧州諸国もコモディティ価格の下落の影響を受け、その結果として2024年には欧州全土で電力スポット価格が下落した。

(ロ) 欧州における電力先物価格（フランス、イタリア、ベルギーおよび英国：1年先のEEX価格。）

	フランス	英国	イタリア	ベルギー
2025年年次契約に基づく2024年の ベースロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	76.7	94.1	108.0	85.0
年次契約に基づく2024年/2023年の ベースロード平均先物価格の変動	△86.0	△50.0	△40.2	△43.9
2025年年次契約に基づく2024年12月27日現在の ベースロード先物価格 (ユーロ/MWh)	77.6	108.5	128.7	91.8
2025年年次契約に基づく2024年の ピークロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	90.1	106.1	114.9	n.a.
年次契約に基づく2024年/2023年の ピークロード平均先物価格の変動	-147.6	-63.8	-52.1	n.a.
2025年年次契約に基づく2024年12月27日現在の ピークロード先物価格 (ユーロ/MWh)	87.7	120.7	135.2	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

数値は、小数第1位未満を四捨五入している。2024年／2023年の変動は正確な値から算出される。

年次契約に基づく翌年引渡予定の電力のベースロード平均先物価格およびピークロード平均先物価格は、2023年と比較して欧州全土で下落した。

2024年の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、2023年と比較して86.0ユーロ／MWh下落し、76.7ユーロ／MWhとなった。この価格は66.4ユーロ／MWhから90.3ユーロ／MWhの間で変動し、77.6ユーロ／MWhで年を終えた（比較対象として、2024年のカレンダー商品は2023年1月3日に234.7ユーロ／MWhでピークに達し、2025年の商品は2024年1月5日に90.3ユーロ／MWhでピークに達した。）。

2025年引渡予定の先物価格は、消費がまだコロナ以前の水準に戻っていないことによる、主にガス、石炭ならびに二酸化炭素価格の下落および需要の減退を反映したものである。電力先物価格の緩和は、市場関係者が2023年の価格を大幅に下回る水準に徐々に適応したことから、2024年に観察されたスポット価格によっても説明される。

欧州で最も流動性の高い市場であるドイツの1年先の年次契約価格との差は、0.8ユーロ／MWhから－25.1ユーロ／MWhの間で変動した。フランスの価格は、2023年にはほぼ常にドイツの価格を上回っていたが、2024年はほぼすべてでドイツの価格を下回った。これは、フランスにおいて2024年に実現したスポット価格が、ドイツよりも平均21.2ユーロ／MWh低かったことに対応したものである。

(ハ) 化石燃料および二酸化炭素排出証明書の価格（フランス、イタリア、ベルギーおよび英国：1年先のEEX価格。）

	石炭 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWh)	年度（Y）の 12月のEU ETS (ユーロ/トン)
2024年の平均価格	114.7	79.9	36.2	66.4
2024年/2023年の平均価格 変動	-11.6	-2.3	-14.4	-19.1
2024年の最高価格	130.8	91.2	46.2	77.4
2024年の最低価格	89.2	69.2	26.6	52.2
2024年12月31日現在の価格	113.7	74.6	46.2 (12月27日現在)	63.3 (12月16日現在)
2023年12月29日現在の価格	97.6	77.0	35.0 (12月27日現在)	69.1 (12月18日現在)

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、2024年において平均36.2ユーロ／MWhとなり、昨年を大幅に下回った（2023年と比較して－28%、すなわち－14.4ユーロ／MWh）。それにもかかわらず、全体的な傾向は2024年を通じて上昇しており、2025年のPEG価格は46.2ユーロ／MWhで終了し、年間最高値を記録した。省エネ行動の継続および年間を通じた欧州のガス在庫が比較的高水準であったことにより、需要は2023年から6.1%減少したが、地政学的緊張による欧州の供給に対する市場関係者の懸念の高まりおよびLNGをめぐるアジアとの競争の激化により、価格は維持された。

欧州の主要港であるARA（アムステルダム、ロッテルダムおよびアントワープ）における翌年引渡予定の石炭価格は、2024年には平均114.7米ドル／トンであり、2023年から9%、すなわち11.6米ドル／トン下落して、113.7米ドル／トンで年を終えた。欧州各国が石炭からの撤退を表明する中、欧州では需要が低水準にとどまった。これは一般的にガス価格の変動と連動しており、石炭価格は、猛暑に対処するため、夏の輸入が過去最高に近い水準に達したアジアの需要によって押し上げられた。ガスおよび石炭火力発電の費用予測は、石炭および二酸化炭素価格が下落する一方でガス価格が上昇したため、夏に接近することがあった。

石油価格は、2024年には平均79.9米ドル／バレル（2023年と比較して－3%、すなわち－2.3米ドル／バレル）となった。2024年の原油価格は、明確な傾向はなく不安定であった。価格は、中国を中心とした世界経済における回復の兆しがまだ見えないことから抑制されていたが、中東を中心とした緊迫した地政学的環境下での供給に対する市場の不安およびOPECプラスの加盟国による石油価格の上昇を促す意図的な生産制限戦略も、価格を維持する要因となった。

年度（Y）の12月に引渡予定の二酸化炭素排出証明書の価格は、2024年は平均66.4ユーロ／トン（2023年と比較して－22%、すなわち－19.1ユーロ／トン）となり、52.2ユーロ／トンから77.4ユーロ／トンの間で取引された。観察された市場のボラティリティの高さは、コモディティ価格の動向とは無関係であり、市場が時に投機的であることを示している。例えば、6月の欧州議会議員選挙の結果、気候政策への意欲が低い政党が躍進したことで、二酸化炭素排出証明書の価格は下落した。これらの価格の下落は、当年度の二酸化炭素を排出する火力発電所の使用が2023年に比べて減少したことによっても説明される。

(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**

2024年のフランス本土における電力消費量は、3.2TWh増加して合計438.3TWh（未調整）であった。かかる増加は、2月の追加日（+1.4TWh）、寒冷期（主に2月）の気温が全般的に穏やかだったこと、夏の気温が低かったこと（-2.3TWh）、負荷制限の減少（+0.2TWh）および省エネ行動のわずかな減少を示しているか、または用途の電化の開始を反映している可能性がある3.9TWhの増加によって説明される。

2024年のフランス本土におけるガスの消費量は、2023年より23.1TWh（-6.1%）減少して合計352.5TWh（未調整）であった。

(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は2023年よりも1%増加した一方で、ガス消費量は3.9%（天候による影響の調整前のデータ）増加した。かかる変動は、消費者向けのエネルギー価格が下落した時に観測された。

(ハ) イタリアにおける電力消費量およびガス消費量

2024年のイタリアにおける電力消費量は、2023年から2.2%増加して、合計312.3TWhとなった。かかる増加は、ガス価格の下落によって市場価格が下落し、特に企業用顧客からの消費者需要が回復したことによるものである。

イタリアにおける天然ガスの消費量は、水力条件が改善されたことにより発電所における需要が減少したことで、2023年と比較して2.2%減少した。

(iii) 電力および天然ガスの販売料金

フランスでは、2025年1月15日付決定において、エネルギー規制委員会（*Commission de Régulation de l'Énergie*またはCRE）が2025年2月1日からの住宅用顧客向け「青色」料金の平均22.61%の引下げ（税抜き）および非住宅用顧客向け「青色」料金の平均22.67%の引下げを提案した。この提案は、2025年1月28日付の料金決定で採用された。加えて、2024年12月20日付決定により、2025年2月1日から適用される電力に係る消費税の税率が定められた。これらの措置は、住宅用顧客に対しては平均15%、非住宅用顧客に対しては平均15.06%の「青色」料金（税込み）の引下げという複合的な効果をもたらした。

2025年1月16日付決定において、CREは、加入している契約の電力が36kVA超の敷地に適用される「黄色」料金および「緑色」料金の料金体系を提案した。これらの料金体系は、それ以下の契約に加入している敷地の料金体系と同様に、フランス・エネルギー法第L.337-6条および第R.337-6条に規定されている「コスト積上げ」方式によって構築されている。

英国では、住宅用顧客の電力およびガスにおける標準変動料金（SVT）のエネルギー価格上限が市場価格の変動に伴い調整された。エネルギー価格上限は、2024年1月1日に5%（年間1,928英ポンド）に引き上げられ、その後第2四半期に12%（年間1,690英ポンド）および第3四半期に8%（年間1,568英ポンド）と2回にわたって引き下げられ、2024年度最終四半期に再び12%（年間1,717英ポンド）引き上げられた。

これらの価格上限はすべて、2023年度第1四半期に適用された最大の水準（年間4,729英ポンド）をはるかに下回っている。

イタリアでは、2024年のPUN TWA（全国一律時間加重平均）の平均電気料金は、平均料金が2023年（127.4ユーロ/MWh）から14.9%下落して、108.4ユーロ/MWhとなった。この下落は、2024年のガス価格の下落によって説明される。ガスのスポット価格は、国際市場での圧力が緩和されたため、2023年の水準を14.3%下回る38.4ユーロ/smc³（0.01ユーロ/smc³=1ユーロ/MWh）となった。

イタリアのエネルギー規制当局であるARERAは、住宅用顧客に対する規制販売料金を漸次廃止し、市場価格契約への切り替えを開始した。

(iv) 天候：フランスにおける気温および水力条件**(イ) フランスの気温**

2024年のフランスにおける平均気温は13.3°Cで、2023年の平均気温を0.5°C下回ったものの、平年を0.6°C上回った。年の初めの冬季は2023年よりも穏やか（特に2月は2024年は9.1°C、2023年は6.4°C）で、夏はそれほど暑くなく（2024年は20.3°Cであったのに対し、2023年は21.3°C）、春とそれ以外の期間は明らかに涼しかった。

(ロ) フランスにおける降雨量、積雪量および水力条件

2024年は、2023年および2022年の干ばつとは対照的に、大雨が降った。ピレネーでは年間を通して積雪量が大幅に不足していたが、アルプスの積雪量は常に平年を上回っており、4月2日頃に90パーセントイル付近でピークを記録した。

アルプスの累積降水量と積雪量の多さから、2024年の貯水量は1年間を通して過去平均（1986年から2023年までの期間）を上回った。2024年の全体的な流量係数は、2023年の0.98、2022年の0.71に対して、EDFが運営する水力発電施設では1.26となった。このため、水力発電の貯水量は2024年12月31日現在で全容量の68.8%となり、過去平均（1986年から2023年までの期間）を5.8ポイント上回った。

（ハ）フランスにおける気象現象および当グループによる取組み

2024年、フランスはサイクロン、洪水および暴風等の多くの深刻な気象現象に見舞われた。EDFグループは、広範囲にわたる人的および物的資源を動員し、気候災害への関与を継続的に示した。

例えば、2024年12月にサイクロン・チドがマヨット群島を襲った際には、EDFは、現地の電力会社であるElectricité de Mayotte（EDM）を支援した。危機管理専門チームである原子力事故即応部隊（Force d'Action Rapide du NucléaireまたはFARN）は、2つの宿泊所の設置を含む後方支援物資の提供のために動員された。Enedisの電力緊急介入部隊（Force d'intervention rapide de l'électricitéまたはFIRE）も、現地における活動を強化するために派遣された。

同様に、暴風雨カエターノがフランス本土を襲った際には、配電網は、木や枝をケーブルに落下させる厳しい天候に対処しなければならなかった。Enedisは、これらの問題に対処するため、直ちに従業員および請負業者を派遣した。FIREタスクフォースからの増援部隊は、アクセスが可能になり次第、最も深刻な被害を受けた地域に派遣され、EDFグループの気象災害へのコミットメントおよび迅速な対応を改めて示すこととなった。

また、サイクロン・ベラルがレユニオン島に激しい風をもたらし、同島の電力網に深刻な被害を与えた際にも、多くの物資が投入された。技術者200人、自動車50台、ヘリコプター6機およびEnedisならびに島部エネルギー・システムの電力緊急介入部隊が支援を行い、EnedisおよびEDF Corsicaからの増援部隊も派遣された。

③ 2024年の事業および連結損益計算書の分析

売上高およびEBITDAは事業セグメント（フランスー発電と供給、フランスー規制業務、EDF Renewables、Dalkia、産業およびサービス、英国、イタリア、その他国外およびその他事業）別に分析されている。EBIT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）	2024年	2023年
売上高	118,690	139,715
購入燃料およびエネルギー費用	△54,217	△80,989
その他の対外費用 ⁽¹⁾	△10,798	△10,493
人件費	△16,916	△15,470
法人所得税以外の税金	△4,142	△4,064
その他の営業収益および営業費用	3,906	11,228
EBITDA	36,523	39,927
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	443	363
減価償却費および償却費（純額）	△11,970	△11,161
減損(△)/戻入	△1,835	△13,011
その他の収益および費用	△4,834	△2,944
EBIT	18,327	13,174
総金融負債に係る費用	△4,094	△3,830
割引の影響	△3,190	△3,988
その他の金融収益および費用	6,352	4,469
金融損益	△932	△3,349
連結会社の税引前利益	17,395	9,825
法人所得税	△4,887	△2,470
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	△683	257
非継続事業の純利益	29	-
連結純利益	11,854	7,612

EDFの純利益	11,406	10,016
非支配持分に帰属する純利益	448	△2,404

(1) その他の対外費用は、資本財控除後の費用が計上されている。

(i) 売上高

売上高は、2023年と比較して21,025百万ユーロ減少（－15%）し、2024年には118,690百万ユーロとなった。外国為替の変動による影響（545百万ユーロ）および連結範囲の変更による影響（318百万ユーロ）を除いて、売上高は15.7%の本業の減少を計上した。

(イ) グループ売上高およびセグメントごとの内訳の増減

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)	2024年	2023年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
フランスー発電と供給 ⁽¹⁾	50,966	64,244	△13,278	-20.7	-20.7
フランスー規制業務 ⁽²⁾	20,071	19,413	658	3.4	3.4
EDF Renewables	2,154	2,031	123	6.1	6.3
Dalkia	6,018	6,395	△377	-5.9	-5.4
産業およびサービス ⁽³⁾	5,173	4,066	1,107	27.2	18.0
英国	17,498	21,132	△3,634	-17.2	-19.8
イタリア	15,223	17,787	△2,564	-14.4	-14.4
その他国外	4,596	5,583	△987	-17.7	-17.2
その他事業	4,848	7,677	△2,829	-36.9	-36.8
セグメント間消去	△7,857	△8,613	756	-8.8	-8.8
グループ売上高	118,690	139,715	△21,025	-15.0	-15.7

(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を介して規制されている。

(3) 産業およびサービス部門は、2024年5月31日に連結されたFramatomeおよびArabelle Solutionsで構成される。

フランスー発電と供給

2024年におけるフランスー発電と供給セグメントの売上高は、13,278百万ユーロの本業の減少（－20.7%）となり、50,966百万ユーロとなった。

供給事業においては、価格変動により、最終顧客に対する売上高は7,409百万ユーロ減少した。市場価格契約に基づく顧客への売上高は、市場価格の下落により減少した一方で、規制料金契約に基づく顧客への売上高は、2024年1月の規制料金が2023年1月よりも高く（2023年2月1日から税抜きで20%引き上げられ、2023年8月1日にはさらに10%引き上げられた。）、2月から12月までの期間においては前年比（税抜き）で安定していたこと（2024年2月1日に0.2%引き上げ）により増加した。2022年末に導入されたフランス政府の「料金凍結」上限価格は、電力については2024年2月1日、ガスについては2023年7月1日に終了し、電力「緩衝措置」補償メカニズムのみが有効となった。その結果、これらのメカニズムに基づく補償金は、2023年から12,337百万ユーロ減少し、2024年には合計1,563百万ユーロとなった。かかる補償金収益はその他の営業収益および営業費用に計上された（EBITDAに対して影響を及ぼした。）。顧客ポートフォリオからの収益の減少は、合計19,686百万ユーロであった。

購入義務に基づく電力の再販売は、2023年から2024年にかけて価格が大幅に下落したため、4,967百万ユーロ減少した。EBITDAへの影響は、CSPE（公共電力サービス拠出金）メカニズムが購入義務に関する純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、将来の配電年度の発電容量保証価格の下落が観察されたことにより、404百万ユーロのマイナスの影響をもたらした。これは、今後数年間は需給バランスがより緩和されるという見通しを反映したものである。

ガスの売上高は、価格の下落により180百万ユーロのマイナスの影響をもたらしたが、販売量の増加により一部相殺された。

最後に、アグリゲーター子会社による売上は、市場価格の下落により463百万ユーロ減少した（EBITDAに対して限定的な影響を及ぼした。）。

発電

フランスにおける原子力発電量は、2024年12月11日に発表された改正予測に応じ、41.3TWh増加して361.7TWhとなったが、これは発電所の稼働率の向上を反映したものである。

フランスにおける水力総発電量は11.8TWh増加（島部業務における水力発電量を除く揚水発電量差し引き前の水力発電量。揚水発電量を差し引いた累積水力発電量の合計は、2024年には42.9TWh（2023年には33.0TWh）となった。）し、50.6TWhとなった。これは、水力条件の改善によるものである（「第3 4（3）②（iv）天候：フランスにおける気温および水力条件」を参照。）。

2024年の火力発電所の利用は、2023年の6.7TWhから減少して、2.7TWhとなった。

最終顧客への販売量は、3.9TWh減少（気候およびうるう年による影響を除く。）した。減少は、2023年の水準を1.0TWh上回る単位消費量によって一部緩和された。2024年（特に上半期）の天候は2023年よりも穏やかであったため、天候の影響は－1.3TWhと推定される。

EDFは、卸売市場において82.1TWhに及ぶ純売手であり、また2023年には29.3TWhに及ぶ純売手であった。

フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントの売上高は、2023年から658百万ユーロの本業の増加（＋3.4%）となり、20,071百万ユーロとなった。

かかる増加は、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。）の売上高が747百万ユーロ増加したことによるもので、TURPE 6 料金の指数調整（2024年11月1日現在、税抜きで＋4.81%、すなわち＋698百万ユーロ）を反映している。

EDF Renewables

EDF Renewablesの売上高は、2023年と比較して127百万ユーロの本業の増加（＋6.2%）となり、合計2,154百万ユーロとなった。かかる成長は主に現在稼働中の発電所からの発電量によるものである。発電量は、2024年には合計25TWhとなり、2023年から9.8%増加した。2023年および2024年に新たに稼働した施設に対する好影響は、風力環境および日照環境の悪化ならびに価格の下落により低減された。

Dalkia

Dalkiaの売上高は、347百万ユーロの本業の減少（－5.4%）となり、2024年には6,018百万ユーロとなった。これは、主として2023年におけるガス平均価格の23%の下落および発電資産の特別処分を反映したもので、2024年にはこれに相当するものはなかった。

産業およびサービス

産業およびサービス部門は、Framatomeの下位企業集団および2024年5月に当グループの一部となったArabelle Solutionsの原子力事業で構成されている。

Framatomeの下位企業集団のみの売上高は、フランスならびに英国における新規の原子力発電所建設プロジェクトの活性化および米国ならびに欧州における燃料引渡しの増加により、2023年と比較して480百万ユーロの本業の増加（＋11.8%）となり、2024年は4,667百万ユーロとなった。

EDFグループの連結に含まれる7か月間のArabelle Solutionsの売上高は、506百万ユーロであった。

英国

英国における売上高は、17,498百万ユーロとなり、2023年から4,194百万ユーロの本業の減少（－19.8%）となった。

かかる変動は主に、前年にガスおよび電力の顧客向け規制販売料金が下落したことの影響によるものである。

イタリア

イタリアにおける売上高は、市場価格が全般的に下落している期間に、2023年から2,554百万ユーロの本業の減少（－14.4%）となり、2024年には合計15,223百万ユーロとなった。

その他国外

その他国外セグメントは、主にベルギー、ブラジルおよびアジア（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、2023年と比較して962百万ユーロの本業の減少（－17.2%）となり、2024年には4,596百万ユーロとなった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）における売上高は、電力およびガスの販売価格の低下により、2023年と比較して967百万ユーロの本業の減少（－20.9%）となった。

ブラジルにおける売上高は、同国における水資源の不足により、当グループの発電所の利用が増加した結果、39百万ユーロの本業の増加（＋5.8%）となった。

その他事業

その他事業は、主として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、2023年と比較して2,827百万ユーロの本業の減少（－36.8%）となり、2024年においては4,848百万ユーロとなった。

- ・ガス事業の売上高は、ガスの卸売市場価格の下落およびダンケルクのターミナルへの供給量の減少により、1,074百万ユーロの本業の減少（－28.4%）となり、合計2,709百万ユーロとなった。
- ・EDF Tradingの売上高は、2024年に市場のボラティリティおよび価格が低下したため、2023年から1,757百万ユーロの本業の減少（－47.9%）となり、合計1,908百万ユーロとなった。これは、2021年およびそれ以前の結果を上回るものであり、EDF Tradingの優れたパフォーマンスを示している。

(ii) EBITDA

グループEBITDAは、外国為替の変動による影響および連結範囲の変更による影響を除いて、3,354百万ユーロの本業の減少（－8.4%）となった。かかる変動は主に、フランスー発電と供給セグメント（－3,727百万ユーロ）、その他事業セグメント（－1,269百万ユーロ）および英国（－595百万ユーロ）の減少によって説明される一方で、フランスー規制業務セグメント（1,869百万ユーロ）およびEDF Renewables（456百万ユーロ）では成長が記録された。

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
売上高	118,690	139,715	△21,025	-15.0	-15.7
購入燃料およびエネルギー費用	△54,217	△80,989	26,772	-33.1	-33.5
その他の対外費用	△10,798	△10,493	△305	2.9	0.5
人件費	△16,916	△15,470	△1,446	9.3	7.6
法人所得税以外の税金	△4,142	△4,064	△78	1.9	1.7
その他の営業収益および営業費用	3,906	11,228	△7,322	-65.2	-64.9
EBITDA	36,523	39,927	△3,404	-8.5	-8.4

(イ) グループEBITDAの分析

- ・2024年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2023年と比較して27,104百万ユーロの本業の減少（－33.5%）となり、合計54,217百万ユーロとなった。
フランスー発電と供給セグメントにおける購入燃料およびエネルギー費用は、17,201百万ユーロの本業の減少となった。これは、原子力発電量および水力発電量の増加による市場価格の下落およびエネルギー購入量の減少によるものである。
フランスー規制業務セグメントにおける購入燃料およびエネルギー費用は、ネットワーク損失をカバーするためのエネルギー購入価格の下落により、1,447百万ユーロの本業の減少となった。
イタリアにおける購入燃料およびエネルギー費用は、主に価格の下落およびガス購入量の減少により、2,441百万ユーロの本業の減少となった。
英国の購入燃料およびエネルギー費用における3,628百万ユーロの本業の減少（－25.4%）は、主として、市場価格が下落したことの影響を反映したものである。
- ・2024年における当グループのその他の対外費用は、2023年と比較して48百万ユーロの本業の増加（＋0.5%）となり、10,798百万ユーロとなった。かかる変動は、主にフランスー発電と供給セグメントに起因するものであり、2023年から1.4%増加して41百万ユーロの増加を記録した。これは、特にサービス業務の成長および原子力発電所の維持管理事業に関連する購入を反映したものである。
- ・2024年における当グループの人件費は、主に原子力事業におけるインフレ経済下の昇給および労働力の増加により1,171百万ユーロの本業の増加（＋7.6%）となり、合計16,916百万ユーロとなった。
- ・法人所得税以外の税金は、2023年と比較して68百万ユーロの本業の増加（＋1.7%）となり、4,142百万ユーロとなった。
フランスー発電と供給セグメントにおける141百万ユーロの本業の増加（＋6.8%）は、固定資産税および地域経済貢献（Contribution Economique et Territoriale）事業税の税率引上げに主に起因するものであり、英国セグメントにおける税

金の90百万ユーロの本業の増加（+17.1%）は、主に原子力発電による収益に係る発電事業者課税を反映したものであり、これは2024年の原子力実現価格が2023年より上昇したために増加した。

- ・2024年におけるその他の営業収益および営業費用は、2023年と比較して7,283百万ユーロの本業の減少（-64.9%）となり、3,906百万ユーロの純利益となった。これは主に、7,804百万ユーロの本業の減少を記録したフランスー発電と供給セグメントに関連している。かかる減少の主な要因は、2024年2月の「料金凍結」上限価格の廃止に伴うCSPEの補償水準の低下である。EDF Renewablesのその他の営業収益および営業費用は、主に米国における売却およびブラジルにおける資産スワップ取引に牽引され、430百万ユーロの本業の増加（+140.1%）を計上した。

(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)	2024年	2023年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
フランスー発電と供給	20,950	24,677	△3,727	-15.1	-15.1
フランスー規制業務	5,576	3,707	1,869	50.4	50.4
EDF Renewables	1,387	932	455	48.8	48.9
Dalkia	425	407	18	4.4	4.7
産業およびサービス ⁽¹⁾	118	255	△137	-53.7	-1.6
英国	3,485	3,967	△482	-12.2	-15.0
イタリア	1,762	1,855	△93	-5.0	-4.1
その他国外	835	872	△37	-4.2	-3.1
その他事業	1,985	3,255	△1,270	-39.0	-39.0
グループEBITDA	36,523	39,927	△3,404	-8.5	-8.4

(1) 産業およびサービスは、2024年5月31日に連結されたFramatomeおよびArabelle Solutionsで構成される。

フランスー発電と供給

2023年から2024年にかけて、本セグメントにおけるEBITDAは、3,727百万ユーロ（-15.1%）減少した。かかる減少は、主に最終顧客への販売価格が低下したこと、エネルギー購入量が減少し、かつより低価格で行われたこと、また、市場での売買取引に起因する。この「価格」の影響は、原子力発電量（+41.3TWh）および水力発電量（+9.9TWh（揚水発電量差し引き後。））の増加によるそれぞれ3,121百万ユーロおよび863百万ユーロのプラスの効果により相殺された。

フランスー規制業務（Enedis、Électricité de Strasbourgおよびフランスの島部業務を含む。）

EBITDAの増加は、主に、ネットワーク損失をカバーするためのエネルギー購入における市場価格の下落およびTURPE 6の変動によってもたらされた収益の増加に伴う、供給に係る総利益のプラスの変動（+1,823百万ユーロ）によるものである。

EDF Renewables

EDF RenewablesにおけるEBITDAの増加は、主に米国およびブラジルにおいて大規模に事業展開している仕組資産の開発および売却によるものである。発電事業におけるEBITDAは、フランスにおける風力環境および日照環境の悪化ならびに市場価格の下落にもかかわらず、2023年および2024年の新規発電所の稼働に伴い発電量が9.8%増加したことにより、増加した。

Dalkia

DalkiaのEBITDAの増加は、フランスにおけるエネルギー効率化サービスおよび脱炭素化を中心とした事業パフォーマンスによるものである。しかしながら、コジェネレーション発電所からの電力販売量は、予測どおり、2023年と比較して減少した。

産業およびサービス

産業およびサービスセグメントは、Framatomeの下位企業集団およびArabelle Solutionsの原子力事業により構成されている。

Framatomeの下位企業集団単体のEBITDAは629百万ユーロとなり、35百万ユーロ（+5.9%）の本業の成長を見せた。かかる増加は、フランスおよび英国における新規の原子力プロジェクトの進展ならびに米国におけるハイペースな燃料販売によるものである。

FramatomeのグループEBITDAへの寄与は、242百万ユーロとなった。米国での燃料販売が好調だったにもかかわらず、2023年と比較してほぼ横ばいである。これはフランスおよび英国のEDFグループ内部の原子力新規建設プロジェクトに関連する業績の割合が大きく、また、研究開発費がかかるためである。

Arabelle SolutionsがEDFグループに連結されてからの7か月におけるArabelle SolutionsのEBITDAへの寄与は、－120百万ユーロとなった。

英国

EBITDAの減少は、エネルギー危機時に発生した費用の一部の例外的な回収による恩恵を受けた2023年度上半期から、特に国内セグメントおよび小規模の企業用顧客セグメントにおける利幅が縮小したことならびに市場価格の下落による影響を受けたこと起因する。

事業のパフォーマンスは堅調で、予定外の供給停止が2023年より長期化したにもかかわらず、原子力発電量は37.3TWhと安定していた。かかる供給停止の影響は、計画的な供給停止の最適化および原子力実現価格の上昇によって相殺された。

イタリア

ガス事業におけるEBITDAの減少は、特に調達契約ポートフォリオの利幅が縮小したことによるものである。

発電事業では、価格の下落にもかかわらず、水力条件が非常に良好だったため発電量は増加し、EBITDAにもプラスの影響をもたらした。しかしながら、火力発電の寄与は価格の下落によるマイナスの影響を受けた。

販売事業では、ガスおよび電力販売に係るマージンが改善した。

その他国外

ブラジルでは、外国為替による不利な影響および2023年11月にEDFのノルテ・フルミネンセ発電所に係る電力購入契約（PPA）の価格が下方修正されたことにより、EBITDAはわずかに減少した。PPAは2024年11月に終了し、新たな入札者を募るマーチャント・ペリオドが開始した。

その他事業

ガス事業のEBITDAの増加（2023年から341百万ユーロ増加して2024年は275百万ユーロ）は、ダンケルクのターミナルにおける事業レベルが低下したものの、当グループのガスの貯蔵事業およびわずかではあるがLNG施設管理事業の利幅が改善したことによるものである。

EDF TradingのEBITDAは、卸売市場における価格の下落およびボラティリティの低下を背景にその貢献度は低下したものの、好調な業績を反映したものとなった。

(iii) EBIT

2024年における当グループの連結EBITは、2023年から5,153百万ユーロ増加（5,664百万ユーロの本業の増加）して18,327百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動	変動率(%)
EBITDA	36,523	39,927	△3,404	-8.5
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	443	363	80	22.0
減価償却費および償却費（純額）*	△11,970	△11,161	△809	7.2
減損(△)/戻入	△1,835	△13,011	11,176	-85.9
その他の収益および費用	△4,834	△2,944	△1,890	64.2
EBIT	18,327	13,174	5,153	39.1

* 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

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、コモディティ市場における価格の正常化およびボラティリティにより、2024年において80百万ユーロ増加した。

(ロ) 減損(△)/戻入

2024年に認識された減損は1,835百万ユーロであり、主として以下の項目に関連するものである。

- ・割引率、インフレ率および為替レートの前提を修正後の、ヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクトの建設中資産（1,116百万ユーロ）。かかる減損は、割引キャッシュ・フローに対する時間経過の影響以外に、資産価値が大幅に回復する証拠があれば、戻入可能である。
- ・EDFグループのSMR開発プロジェクトであるNUWARDが市場環境に適した、実証済みの技術的構成要素を使用する新たな設計への切替え後のNUWARDに関する資産（228百万ユーロ）
- ・米国、中国および英国におけるEDF Renewablesのプロジェクト（157百万ユーロ）

減損テストの原則および結果については、2024年度の連結財務書類の注記10.7「減損/戻入」に記載されている。

(ハ) その他の収益および費用

2024年のその他の収益および費用は、4,834百万ユーロの純費用となった。2023年と比較した1,890百万ユーロの増加は、主として、フランス発電と供給セグメントにおける、原子力引当金の増加によるものである。使用済燃料の一時貯蔵に関する産業戦略の変更およびCigéo貯蔵施設に係る費用の再見積りを経て、2024年に3,978百万ユーロの追加引当金が計上された。2023年には、Oranoとの2024年から2026年に係るATR契約の再交渉により1,073百万ユーロの引当金が計上されたが、2024年にはこれに相当するものはなかった。

(iv) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△4,094	△3,830	△264	6.9
割引の影響	△3,190	△3,988	798	-20.0
その他の金融収益および費用	6,352	4,469	1,883	42.1
金融損益	△932	△3,349	2,417	-72.2

2024年の金融損益は－932百万ユーロの費用となり、2023年と比較して2,417百万ユーロの改善となった。これは、以下の要因によるものである。

- ・その他の金融収益および費用が、2024年の金融市場（特に株式市場）の有利な動向により10.8%（2023年は10.2%）のリターンとなった専用資産ポートフォリオのパフォーマンスが堅調であったことにより、1,883百万ユーロ改善したこと（現金への影響は限定的である。）
- ・主として、フランスにおける2024年の原子力引当金に適用される実質割引率が、2023年は横ばいであったのに対して0.10%上昇したことに起因して、割引の解消コストが798百万ユーロ減少したこと（現金への影響はない。）
- ・高金利環境下での積極的な債務管理により、総金融負債に係る費用が、264百万ユーロで安定したこと

非経常項目（特に専用資産ポートフォリオの公正価値の変動）を除く金融損益は、1,865百万ユーロ増加し、－3,709百万ユーロとなった。

(v) 法人所得税

2024年12月31日現在の法人所得税費用は、28.09%の実効税率に相当する－4,887百万ユーロであった（2023年は、25.13%の実効税率に相当する－2,470百万ユーロの法人所得税費用）。

2023年から2024年にかけての－2,417百万ユーロの差異は、主に当グループの税引前純利益が7,570百万ユーロ増加し、－1,955百万ユーロの追加の理論上の税金費用を創出したことによるものである。

法人所得税費用の変動はまた、米国における繰延税金資産に係る183百万ユーロの評価損の影響を受けた。2023年には当グループは、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子会社が95%超を所有）が2022年に報告した損失に係る繰延税金資産の全額である1,060百万ユーロを認識した。2023年はまた英国における減損の不利な影響も顕著であり、かかる減損の大部分が税務上損金不算入であった。2024年にはこれに相当するものはなかった。

非経常項目（主に減損、原子力引当金ならびに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）を除外すると、2024年12月31日現在の実効税率は、2023年は20.6%であったのに対して、26.48%となった。

(vi) 純利益

非経常項目を除く純利益は、15,233百万ユーロとなった。3,248百万ユーロの2023年からの減少は、主にEBITDAの減少および法人所得税費用の増加に起因するが、これらは財務実績の改善により限定的なものとなった。

当グループの純利益持分は、1,390百万ユーロ増加して、11,406百万ユーロとなった。かかる増加は、EBITDAの減少により非経常項目を除く純利益が減少したにもかかわらず、税引後の以下の項目により牽引された。

- ・割引率およびインフレ率の前提を修正後の2024年のヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る782百万ユーロの減損。2024年1月に新たなスケジュールおよび追加費用が発表された後、当該プロジェクトの価値およびEDF Energyののれんに対して2023年12月31日現在で7,927百万ユーロの減損が計上された。
- ・関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分に含まれる、米国におけるAtlantic Shores Offshore Windプロジェクトに関連した減損（934百万ユーロ（引当金を含む。））
- ・フランスにおける使用済燃料の貯蔵費用に係る新たな見積額（2,376百万ユーロ）およびCigéo貯蔵施設に係る費用の再見積額（575百万ユーロ）
- ・金融商品の公正価値の変動およびNeart na Gaoithe (NNG) プロジェクトに対する株主貸付の評価損（306百万ユーロ）

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)	2024年	2023年	変動	変動率(%)
EBITDA	36,523	39,927	△3,404	-8.5
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△1,522	3,939	△5,461	-138.6
EBITDA (現金)	35,001	43,866	△8,865	-20.2
運転資本の変動	△1,452	△7,785	6,333	-81.3
純投資(1)	△22,402	△19,100	△3,302	17.3
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。）	53	△53	106	-200.0
営業キャッシュ・フロー(2)	11,200	16,928	△5,728	-33.8
資産売却	9	80	△71	-88.8
法人所得税支払額	△3,384	△3,695	311	-8.4
金融費用支出（純額）	△2,362	△2,241	△121	5.4
専用資産	△344	△378	34	-9.0
現金支払配当金	△1,252	△1,113	△139	12.5
当グループのキャッシュ・フロー(2)	3,868	9,581	△5,713	-59.6
ハイブリッド債の発行	1,728	1,377	351	25.5
ハイブリッド債の償還	△3,742	△1,369	△2,373	173.3
その他の貨幣的変動	△523	△365	△158	43.3
純負債額の増加(△)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	1,332	9,224	△7,892	-85.6
為替レート変動による影響	△240	△162	△78	48.1
その他非貨幣的変動による影響	△1,057	1,057	△2,114	-200.0
継続事業の純負債額の増加(△)/減少	35	10,119	△10,084	-99.7
非継続事業の純負債額の増加(△)/減少				
期首における純負債額	54,381	64,500	△10,119	-15.7
期末における純負債額	54,346	54,381	△35	-0.1

(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、投資補助金および非グループパートナー投資も含まれる。これには当グループによる資産の売却は含まれていない。

(2) 現在、現金および現金同等物による収益は、当グループのキャッシュ・フロー（2024年は351百万ユーロ、2023年は293百万ユーロ）に含まれている。2023年は「その他の金融投資」に含まれていた。これに伴い、比較数値は再表示されている。

(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確定利付証券からなる金融資産である。

2024年の純負債額は、2023年から横ばいの54.3十億ユーロであった。当グループのプラスのキャッシュ・フローによるプラスの影響は、ハイブリッド債の発行および償還、またEDFが2013年1月に発行した額面1.25十億ユーロのハイブリッド債を償還する旨、および2023年のOCEANE債の転換による資本性の入替えの発表によって相殺された（当グループの2024年12月18日付プレスリリースを参照。かかる発表により、該当商品は2024年12月31日付の財務書類で資本からその他の金融負債に再分類された。）。

2024年中に総額6,672百万ユーロの社債を発行し、短期社債の削減、銀行借入れの繰上げ返済を行った結果、2024年の金融負債の満期は13年に延長され（2023年は11年）、高金利環境において資金調達費用を抑制することができた。

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日	2023年 12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	81,802	86,647	△4,846	-5.6
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△1,872	△1,379	△493	35.8
現金および現金同等物	△7,597	△10,775	3,178	-29.5
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△17,999	△20,077	2,080	-10.4
流動性の高い負債証券をマクロヘッジするためのデリバティブ	12	△35	46	-131.4
純負債額	54,346	54,381	△35	-0.1

(ii) 当グループのキャッシュ・フロー

当グループのキャッシュ・フローは、2023年には9.6十億ユーロであったのに対し、2024年は3.9十億ユーロとなった。かかる変動は、市場価格が下落したものの、良好なパフォーマンスによりEBITDA（現金）が35.0十億ユーロとなったことによるものである。

運転資本は1.5十億ユーロ増加し、その内訳は以下のとおりである。

- ・2024年末におけるCSPE補償不足による－2.8十億ユーロ。－6.9十億ユーロの純費用は、政府から受け取った4十億ユーロの支払いにより一部補填された。
- ・特に企業用市場における債権価格の下落による影響（＋2.3十億ユーロ）
- ・2024年に創出された債権額の減少（－0.8十億ユーロ）
- ・2024年11月1日の料金指数化に関連した運送債権の増加による－0.4十億ユーロおよび電気料金値下げによるネットワーク損失をカバーするための仕入れ債務の減少による－0.2十億ユーロ。

当グループの当該キャッシュ・フローは、22.4十億ユーロの純投資に充当され、特にヒンクリー・ポイントCを含む新規の原子力プロジェクト、電力網の開発および強化、原子力発電所の維持管理ならびに2024年5月31日に行われたArabelle Solutionsの取得を含む外部事業の強化により2023年を3.3十億ユーロ上回った。

(イ) 純投資

2024年の純投資（資産の売却は除く。）は、2023年から3,302百万ユーロ増加して、22,402百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給	8,471	6,566	1,905	29
フランスー規制業務	5,582	5,025	557	11
EDF Renewables	1,797	1,759	38	2
Dalkia	391	297	94	32
産業およびサービス	511	386	125	32

英国	5,013	4,088	925	23
イタリア	612	632	△20	-3
その他国外	429	292	137	47
その他事業	△404	55	△459	n.a.
純投資	22,402	19,100	3,302	17

フランスー発電と供給セグメントによる純投資は、主にArabelle Solutionsの原子力事業の取得、FramatomeにおけるAssystemの持分の取得、EPR 2 プロジェクトの進捗および既存の発電所に係る投資支出（グラン・カレナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラム、大規模修繕および定期検査）の増加に起因して、1,905百万ユーロ増加した。

フランスー規制業務セグメントによる純投資は、557百万ユーロ増加した。かかる増加は、主に接続作業の増加および配電網の強化に起因している。

英国における純投資の925百万ユーロの増加は、ヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクトの大幅な進捗を反映したものである。

産業およびサービスセグメントによる純投資の125百万ユーロの増加は、主にEPR 2 に必要な投資に関連するものである。

その他国外セグメントにおける137百万ユーロの純投資の増加は、主にアジア太平洋地域における新規の開発に関連するものである。

EDF Renewablesおよびイタリアにおける純投資は安定していた。イタリアでは、再生可能エネルギー事業の増加がマルゲラおよびプレゼンツァーノの発電所の稼働開始後の、エネルギー・サービスおよび熱エネルギー事業の落ち込みにより相殺された。

少数株主がHPCへの資金提供を目的として、EDF Investissements Groupeに500百万ユーロの増資を行ったことにより、資金が生まれ、その他事業セグメントによる投資水準を低下させた。

（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を行うために専用資産のポートフォリオを構築した。

専用資産の変動は2024年には344百万ユーロとなり、その内訳は以下のとおりである。

- ・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

2024年12月31日現在、規制上の計算に基づき、専用資産による引当金のカバー率は104.7%となっている。カバー率が100%を超えているため、EDFは2024年に専用資産ポートフォリオへの追加配分を行う必要はなく、同年において配分を行わなかった。

（ハ） 現金支払配当金

2024年中、EDFは1,250百万ユーロを支払い、その内訳は以下のとおりである。

- ・永久劣後債の保有者に対して582百万ユーロ
- ・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668百万ユーロの配当

（iii） その他非貨幣的変動

外国為替の影響は、当グループの純負債額に－240百万ユーロの不利な影響を与えた。これは主にユーロに対する米ドルおよび英ポンドの上昇（英ポンドはユーロに対して4.81%上昇し、2023年12月31日現在の1.1507ユーロ／1英ポンドから2024年12月31日現在には1.2060ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して6.36%上昇し、2023年12月31日現在の0.9050ユーロ／1米ドルから2024年12月31日現在には0.9626ユーロ／1米ドルとなった。）に起因する。

その他非貨幣的変動による影響は、2023年は1,057百万ユーロであったのに対して、2024年は－1,057百万ユーロとなった。これは主に、新規リース（IFRS第16号）により構成される。また、2023年においては、フランス政府によるOCEANE債の株式への転換に関連するものでもあった。

⑤ 業績見通し

2025年の見通し

- ・EBITDAは、市場価格の下落を背景に、減少する見込みである。

- ・フラマンビル3を含むフランスにおける原子力発電量は、2025年、2026年および2027年には350TWhから370TWhになる見込みである。

2027年目標（2025年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づき、フラマンビル3を含むフランスの発電所による原子力発電量が2025年、2026年および2027年には350TWhから370TWhになるという発電計画を前提とした場合）

- ・純負債／EBITDA倍率：2.5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・プアーズの倍率手法が適用される。）：4倍以下

⑥ 市場リスクの管理および統制

(i) 金融リスクの管理および統制

本項では、戦略的財務管理フレームワークにおいて規定されている当グループの金融リスク（流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよび株式リスク）の管理に関する方針および指針ならびにEDFによって導入された当グループのカウンターパーティ・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）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の一部である金融リスク管理・投資部門（CRFI）は、主として戦略的財務管理フレームワーク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 SAの金融取引担当部署の資金調達活動の一次チェック、日次および週次の監視報告書ならびにリスク指標の作成を行っている。当該部門はまた、EDFの事業体および当グループの事業上の被支配子会社（独自のシステムを有するEnedisは除く。）の契約相手方の債務不履行リスクならびに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。

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のニーズ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た。2024年、当グループは6通貨で総額約6.7十億ユーロ相当の複数の社債を発行した。また、1.7十億ユーロ相当のハイブリッド債（永久超劣後債）を1件発行した。

年間を通じてEDFグループは、最初のコールオプションが2026年1月22日および2026年1月29日に設定されている2つの永久劣後債を一部償還し、その総額は1.2十億ユーロ相当となった。また、2.9十億ユーロ相当のシニア債を満期償還した。

2024年、当グループはまた、3年および5年の二者間の与信枠6.5十億ユーロ相当を、また、欧州投資銀行と500百万ユーロの10年の与信枠を締結した。これらの与信枠については、全額が引き出されている。

EDFは2024年に銀行ローンの一部（合計12.4十億ユーロ相当）を繰上げ返済した。

2024年12月31日現在の金融負債（利息を含む。）の残存期間は以下のとおりである（2024年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づき評価している。）。

(単位：百万ユーロ)	負債	金利スワップ ⁽¹⁾	為替スワップ ⁽¹⁾	借入債務保証
1年未満	15,909	△13	△415	73
1年－5年	33,364	△281	△1,479	617
5年超	88,638	△14	△3,906	505
合計	137,911	△308	△5,800	1,195
－額面金額の返済	81,802			
－支払利息	56,109			

(1) ヘッジ手段に係るデータには、資産および負債ポジションが含まれる。

幅広い特有な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化するキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、EDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達の集中化。子会社の運転資本の変動は、当グループの現金管理部門から、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ことも可能である。）。

・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、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、これらの上限は、NEU CPのプログラムについては12十億ユーロ、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。当グループはまた、2十億ユーロ（500百万ユーロのグリーン譲渡可能欧州コマーシャル・ミディアムターム・ノート（NEU MTN）を含む。）を上限とするNEU MTNプログラムを通じて、中期的な資金を利用することができる。

・現金レポ契約に基づく銀行取引先への借入債務の譲渡

2024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2,981百万ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパー・プログラムについては10百万米ドルであった。

EDFは、以下のとおり、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（ユーロ中期ノート）プログラムで参入している。

・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、2023年12月31日現在における11.0年に対し、2024年12月31日現在においては13.0年であった。

2024年12月31日現在、EDF SAは、総額13,688百万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。

・2029年11月に満期を迎える、ESG基準に連動する6十億ユーロのシンジケート与信枠を有している。2024年12月31日現在、かかる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7,688百万ユーロであり、その期限は2029年8月までに延長された。

この利用可能与信枠のレベルは、当グループが財務面の安全性を確実に確保することができるように、極めて頻繁に審査される。

欧州投資銀行の与信枠については、2024年12月31日現在、EDF SAにより総額3,175百万ユーロの全額が引き出されている。

Edisonはまた、欧州投資銀行に与信枠（2024年12月31日現在の利用可能額は70百万ユーロ）を有している。

短期的な見通しと（特にマージン・コールに関連する）あらゆる種類の利用可能な資金調達を考慮した潜在的な流動性ニーズへの適切なアプローチの両方を得るため、ポートフォリオの流動性は複数のレベル（1か月から6か月）に分けられ、CRFI部門により毎週監視されている。

（ロ） 格付

2024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グループの事業体に以下の長期格付および短期格付を割り当てた。2024年6月6日にスタンダード・アンド・プアーズは、見通しを安定的からポジティブに変更した。

当グループの格付に最も影響を与え得る要因として、「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」および「流動性リスク」があげられる。

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	ポジティブな見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa1	安定的な見通し	P-2
	フィッチ・レーティングス	BBB+	ネガティブな見通し	F2
EDF Trading	ムーディーズ	Baa3	安定的な見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	BB-	ポジティブな見通し	B
	ムーディーズ	Baa3	安定的な見通し	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	ポジティブな見通し	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、資本、純利益およびプロジェクトの内部収益率（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。

2024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）

資金調達および為替リスクのヘッジ方針の結果として、2024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。

(単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の 影響 ⁽¹⁾	ヘッジ手段の 影響を反映後の 負債構造	負債の割合(%)
ユーロ建て借入債務	43,014	22,327	65,341	80
米ドル建て借入債務	22,841	△21,543	1,298	2
英ポンド建て借入債務	10,580	1,843	12,423	15
その他通貨建て借入債務	5,367	△2,627	2,740	3
負債合計	81,802		81,802	100

(1) 負債および純外国投資のヘッジ。

当グループの総負債の為替リスク感応度

以下の表は、2024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資本に対して与える影響を示している。

(単位：百万ユーロ)	ユーロ換算された ヘッジ後の負債	為替レートの不利益な 変動10%の影響	為替レートの不利益な 変動10%後の負債
ユーロ建て借入債務	65,341		65,341
米ドル建て借入債務	1,298	130	1,428
英ポンド建て借入債務	12,423	1,242	13,665
その他通貨建て借入債務	2,740	274	3,014
負債合計	81,802	1,646	83,448

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。

純資産の構造および為替リスク感応度

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および2024年12月31日現在の持分に係る外国為替差損のリスクを示している。

(各通貨の単位：百万)	純資産	債券	デリバティブ	ヘッジ後の 純資産	ユーロ換算 されたヘッジ 後の純資産	為替レート 変動10%の 資本への影響
米ドル	3,958	1,750	191	2,017	1,941	194
スイス・フラン（スイス）	17	-	8	9	10	1
ポーランド・ズロチ （ポーランド）	308	-	153	155	36	4
英ポンド（英国）	21,393	6,584	3,701	11,108	13,396	1,340
ブラジル・レアル （ブラジル）	2,203	-	-	2,203	343	34
人民元（中国）	7,666	-	4,267	3,399	448	45

この表は、当グループの外国子会社の外貨建純資産であり、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性金融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。

外国為替リスクは、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。

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 4（3）⑥（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

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、2024年12月31日現在、依然として管理されている。

（二）金利リスクの管理

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。

2024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、52%が固定金利で、48%が変動金利であった。

2024年12月31日現在、金利が年間一律100ベース・ポイント上昇した場合、ヘッジ後の変動金利総負債を基準として、金融費用は約390百万ユーロ増加する。

当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2024年12月31日現在、3.85%であった。

当グループの負債の構造および金利感応度

(単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響	ヘッジ手段の 影響を反映後の 負債構造	金利変動1%の 利益への影響
固定金利	68,608	△25,766	42,842	-
変動金利	13,194	25,766	38,960	390
合計	81,802		81,802	390

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）、譲渡性負債商品および短期変動金利預金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

(単位：百万ユーロ)	価値	金利変動1%の利益への影響	金利変動1%後の価値
変動利付債券	2,101	△210	1,891

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。

(ホ) 株式リスクの管理

EDF SA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。

2024年12月31日現在、EDF SAの従業員給付債務に充てられた資産の33%（3.4十億ユーロ相当の株式）が、株式に投資されている。

2024年12月31日現在、EDF Energyの確定拠出年金基金であるEDFグループ（EDFG）の株式および株式ファンド（分散型成長ファンドを除く。）に対する割当を増加させ、今やエクスポージャーは8.9%（総額483百万英ポンド）（2023年は4.9%）となっている。

EDFの原子力債務の補填

EDFの原子力債務の補填に関連する株式リスクの分析は、後述の専用資産ポートフォリオに対する議論において記載される。

(ヘ) EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力債務の財源確保を保証するために、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（2024年度の財務書類の注記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、会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。2024年6月に新規の戦略的配分が有効になり、不動産投資の割合がわずかに減少し、インフラおよびプライベート・エクイティに対する投資の割合が増加した。かかる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29%、41%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価値評価の見直し、ならびにCRFI部門により作成されたリスク分析に基づき、運用管理委員会（専用資産の運用の分野に関して査定、協議および運用上の意思決定を行う常設の内部委員会）により構築された。

2024年12月31日現在の専用資産ポートフォリオの価値の総額は、2023年は36,885百万ユーロであったのに対して、40,320百万ユーロであった。2024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については2024年度の連結財務書類の注記15.1.2において詳述されている。

EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績

(単位： 百万ユーロ)	2024年12月31日			2023年12月31日		
	ポートフォリオ の割合	実現可能価額	2024年の実績	ポートフォリオ の割合	実現可能価額	2023年の実績
収益性資産	23.5%	9,485	4.6%	23.4%	8,657	2.9%
成長性資産	41.3%	16,633	21.0%	38.1%	14,036	17.5%

確定利付資産	35.2%	14,202	4.5%	38.5%	14,192	7.9%
専用資産合計	100.0%	40,320	10.8%	100.0%	36,885	10.2%

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。

2024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15,934百万ユーロとなった。同日現在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12.37%であった（2023年12月31日現在は11.36%であった。）。当グループは、かかるボラティリティを2024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1,971百万ユーロと見積もった。

2024年12月31日現在、上場債券（13,182百万ユーロ）の感応度は5.16となり、すなわち、金利が一律100ベース・ポイント上昇した場合、市場価額が680百万ユーロ減少することとなる。2023年12月31日現在の感応度は5.34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、原子力引当金を算出するのに使用される割引率（2024年12月31日現在推定4.5%）を上回る確率が高いことを示している（2024年度の連結財務書類の注記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、2024年12月31日現在6.1%であった。

(ト) カウンターパーティ／信用リスクの管理

EDFグループは、その営業活動および財務活動を通してカウンターパーティ・リスクに晒されているが、かかるリスクは積極的に管理されている。これは、当グループの企業方針の一つに記載されているガバナンス体制を通じて監視されており、CRFI部門による当グループのエクスポージャーの連結が含まれている。四半期ごとの連結は、財務活動に起因するエクスポージャーの割合（2024年9月30日現在はエクスポージャーの69%）と共に「投資適格」である契約相手方に対する当グループのエクスポージャーの割合（2024年9月30日現在はエクスポージャーの89%）を示すものである。

これらのエクスポージャーは主に、現金管理および資産管理に関するものである。EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して当グループのリスク部門は、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、随時更新され、日々検証される。また、契約相手方に関連する警告または不利な展開が生じた場合には制限の適切性は速やかに再検討される。

燃料調達およびエネルギー市場での取引により生じるエクスポージャー（2024年9月30日現在はエクスポージャーの11%）は、主にEDF Tradingが管理しており、EDF Tradingは、自社のエクスポージャー・レベルを日々監視し、各取引先の財務健全性に基づいて限度額を設定している。EDF Tradingは、ポジション・ネットティング契約、現金担保契約、保証を用いるなど、カウンターパーティ・リスクを低減するための措置も講じている。

(ii) エネルギー市場リスクの管理および統制

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。

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。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（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。エネルギー市場リスク管理プロセスには、当グループの経営陣が関与しており、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。

エネルギー市場におけるEDF Trading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。

2024年において、EDF Tradingの市場への拠出額は、VaR制限については当初57百万ユーロの制限に服していたが、かかる制限は2024年7月に50百万ユーロに減額された。また、ストップ・ロス制限については180百万ユーロの制限に服していた。

⑦ 決算終了までの後発事象

後発事象については、2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記24に記載されている。

⑧ 決算終了後の後発事象

・Edison Stocaggioの売却

Edisonの2030年までの戦略計画ならびに再生可能エネルギーおよび顧客・サービス部門への注力の一環として、Edisonは、2025年3月3日にSnamグループへのEdison Stocaggioの売却を完了した（*Edisonの2025年3月3日付プレスリリース「Edison、SnamへのEdison Stocaggioの売却を完了し、エネルギー移行を加速」を参照。*）（2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.2「売却目的保有資産および関連する負債」を参照。）。

売却価格は565百万ユーロに設定されており、エネルギー移行部門および下流部門に配分される。この契約はまた、進行中の行政紛争の結果が良好であった場合に、SnamがEdisonに支払うアーンアウトについても規定している。

・ガバナンス

フランス共和国大統領は、2025年3月21日付のプレスリリースにおいて、首相の提案を受け、EDFの会長兼最高経営責任者としてベルナール・フォンタナ氏を任命する意向を示した。

⑨ 後発事象

(i) 2025年4月30日－EDFは額面金額2.25十億ユーロのマルチ・トランシェ・シニア・グリーンボンドの発行に成功したことを発表した

2025年4月30日にEDF（S&P BBB ポジティブ／ムーディーズ Baa1 安定的／フィッチ BBB+ ネガティブ）は、額面金額2.25十億ユーロのシニア・グリーンボンドの3トランシェ（「本社債」）の価格決定に成功した。

- ・750百万ユーロの7年満期、固定利率3.250%の社債
- ・1十億ユーロの12年満期、固定利率4.000%の社債
- ・500百万ユーロの20年満期、固定利率4.625%の社債

本社債の正味手取金に相当する金額は、以下の投資の資金調達および／または借換えに充てられる。

- ・フランスにおける既存の原子炉の耐用年数の延長に関連する7年満期のトランシェ
- ・再生可能エネルギーおよび水力発電プロジェクトに係る12年満期のトランシェ
- ・英国において2基のEPR原子炉が建設中のヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る20年満期のトランシェ

これらの投資は、S&Pグローバル・レーティングスのセカンド・パーティ・オピニオンの対象で、グリーン度の格付についてはメディアムと評価された、2025年4月28日に更新されたEDFのグリーン・ファイナンス・フレームワークにおいて定義されている適格プロジェクトのカテゴリーに対応したものである（グリーン・ファイナンス・フレームワークおよびセカンド・パーティ・オピニオンについては、EDFのウェブサイトのサステナブルファイナンスのセクション（<https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors/debt/sustainable-finance>）を参照。）。

この取引により、EDFは、2050年までにカーボン・ニュートラルの達成に貢献するという戦略および目標のための資金調達を行うことができる。

決済および引渡しは、ユーロネクスト・パリの規制市場において本社債の取引が認められる日である2025年5月7日に行われる。

本社債の予想格付は、BBB／Baa1／BBB+（S&P／ムーディーズ／フィッチ）である。

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。

(ii) 2025年5月15日－Aluminium DunkerqueおよびEDFが電力供給に関する覚書を締結

2025年5月15日にAluminium Dunkerque（AD）およびEDFは、10年間の電力供給契約の原則を定めた覚書を締結した。この契約は、事業者を長期的に支援することを目的としたEDFの商業的な方針の一部をなすものである。

かかる覚書の条件に基づき、

- ・ADおよびEDFは、2026年1月1日から10年間、ADの電力需要の大部分を供給することを目的とした契約を締結することを約束する。
- ・ADはEDFに対して多額の前払金を支払う。
- ・リスクおよび利益の共有に関するバランス・メカニズムが契約において規定される。
- ・ADは、原子力に由来する保証で電力供給を補うことができ、したがって、低炭素電力の恩恵を受けられる。

最終契約は、2025年7月末までに締結される予定である。

この覚書は、ロオン・プラージュ施設の8号炉の竣工式において、Aluminium Dunkerqueの社長であるギヨーム・ドゥ・ゴイス氏と、EDFグループ上級執行副社長兼顧客およびエネルギー・サービス担当であるマルク・ブナユン氏によって締結された。フランス2030年計画によってサポートされている、この13百万ユーロの投資は、ADの低炭素戦略における具体的な一歩となるものであり、生産能力を増強し、使用済みアルミニウムのリサイクルによる循環型経済を推進し、地域雇用を支援する。EDFとの契約は、ADの目標達成に不可欠である長期的な低炭素エネルギー供給を確保することにより、LowCALと呼ばれるADの脱炭素化計画の一環として、産業上および環境上のダイナミズムに完全に合致している。

(iii) 2025年5月28日－EDFはコルドメ火力発電所の永久的な閉鎖を決定し、同サイトでの新たな産業活動を開始する計画を確認した

2025年5月28日パリ－EDFは、2025年5月27日に行われたEDF SAの社会・経済中央委員会（CSEC）の協議および関係国家当局への転換計画の提出を受け、2027年3月31日付でコルドメ火力発電所の最後の2基の発電ユニットを永久的に閉鎖することを決定した。EDFはまた、同サイトに原子力用配管製造工場を建設することを確認した。

今回の決定は、2024年9月にEDFが、エココンバストプロジェクトの技術的および経済的条件が満たされなかったため、コルドメ火力発電所におけるバイオマス転換プロジェクトを中止すると発表したことを受けたものである。これによりEDFは、エネルギーおよび気候法の規定に従い、フランスにおける石炭火力発電を終了する。

EDFグループは、当該閉鎖につき責任を持って管理し、従業員が自らの専門的なキャリアで次なるステップに進めるよう個別に支援を提供する。

2025年4月14日付法律の規定に従い、EDFは関係国家当局に転換計画を提出した。当該計画は、提案されたプロジェクトに必要な技術的および経済的条件が満たされていないと結論付けた。その結果、EDFはコルドメ火力発電所のバイオマス転換プロジェクトを実施しないことを発表した。

EDFは、コルドメ発電所のサイトにおいて戦略的に産業活動を維持する意向を確認した。EDFグループの子会社であるFramatomeは、同サイトにおいて原子力用配管製造工場を建設するための調査を既に開始しており、当該工場は2028年末の稼働開始を予定している。かかる施設では、最終的に最大200名を雇用する予定である。

(iv) 2025年6月5日ープロヴァンス・グランド・ラージ：フランス初の浮体式洋上風力発電所の全面稼働開始

2025年6月5日パリーEDFグループは、子会社であるEDF Renewables、Enbridge Inc.の子会社であるEnbridge Éolien France 2 S.a.r.lおよびカナダ年金基金投資委員会（CPP投資委員会）を通じて、フォス湾（プーシュ＝デュ＝ロース県）沖に位置するフランス初の浮体式洋上風力発電所であるプロヴァンス・グランド・ラージの全面稼働開始を発表した。25MWの容量を持つ当該設備は、45,000人分の年間電力消費量相当の電力を供給する。

フランスおよび地中海における初めての技術

プロヴァンス・グランド・ラージ風力発電所は、サン・ルイ・ドゥ・ロース港沖17kmに設置された3基の浮体式風力タービンを備えたパイロット・プロジェクトである。

フランスおよび地中海沿岸地域初の浮体式風力発電所であるプロヴァンス・グランド・ラージ風力発電所は、革新的なアンカー技術を採用している。Siemens Gamesa Renewable Energyにより建設された3基の風力タービンは、石油プラットフォームの安定化に使用される技術にヒントを得たテンション・レッグ・プラットフォームを用いて設置されている。SBM Offshoreおよびフランス国立石油・新エネルギー研究所が開発したこの技術は、水深の深い場所に適しており、プラットフォームの安定性に優れている。かかる技術の浮体式洋上風力タービンへの適用は、世界初となる。

Prysmianが製造したダイナミックケーブルは、プラットフォームの動きに追従して適応し、プロヴァンス・グランド・ラージ風力タービンが発電した電力を輸送する。海底ケーブル、その後、地上ケーブルに接続されるため、RTEが運営する陸上接続スタンドへの電力輸送が確実に行われる。

海洋環境に関する科学的知識を深める領土プロジェクト

2011年以降、プロヴァンス・グランド・ラージ・チームと地方自治体、選挙で選ばれた議員、漁師、組合および住民等、地元すべての利害関係者との間で継続的に対話がなされてきた。この対話により、地域の経済発展や環境保護（鳥類接近時の音響抑止装置付きカメラによる探知システムやレーダーによるデータ収集等）等に関する、地域の重要な懸念事項をすべて汲み取ることが可能となった。プロヴァンス・グランド・ラージ風力発電所が実施する環境対策を支援するための独立した科学的・技術的専門知識を保持し、収集されたデータに関する情報の透明性を確保するため、2022年以降、科学専門家で構成される監視・情報委員会が政府によって設置されている。これらのデータは、かかる分野における知識の拡大に貢献し、将来における浮体式洋上風力発電所の開発に活用される。

2016年に政府により選定され、欧州連合（NER 300および欧州地域開発基金のプログラム）、生態系移行庁（ADEME）が運営する未来のための投資プログラム（PIA）および南部地域によって支援されているプロヴァンス・グランド・ラージ・プロジェクトは、エクス＝マルセイユ＝プロヴァンス大都市圏およびフォス湾近郊のすべての自治体によって支持されている。

5【経営上の重要な契約等】

法定監査人による特別報告に含まれる規制対象となる契約および本書を通してまたは連結財務書類の注記に記載されている契約に加えて、過去3事業年度中に締結された当グループの重要な契約（通常業務における契約を除く。）は、以下のとおりである。

(1) 2024年に締結された重要な契約

2024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。

- ・Assystemから、Framatomeの5%の少数株式を取得するための購入契約（2024年1月25日付）
- ・2022年11月4日付で締結された最終契約およびすべての前提条件が満たされたことに基づき締結された、EDFがGE Steam Powerの従来型原子力発電所アイランドに関する事業（南北アメリカにおけるサービス事業を除く。）を取得するための購入契約（2024年5月31日付）
- ・EDFグループの子会社であるFramatomeが、Allentisを100%買収するための購入契約（2024年11月4日付）

(2) 2023年に締結された重要な契約

2023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 Renouvelables Franceが、フランスで風力発電所を運営するプロジェクト会社3社（設備容量160MW）の資本の49%をスペインの企業であるPonteGadea Inversiones SLに売却するための契約（2023年12月27日付）
- ・ Altawestから、FramatomeがJeumont Electricの過半数株式を取得し、Naval Groupが少数株式を取得する（資本および議決権の100%に相当する。）ための購入契約（2023年10月6日付）

(3) 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および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 Energy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 Steam Powerの従来型原子力発電所アイランドに関する事業を買収するための購入契約（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）

6【研究開発活動】

EDFグループの研究開発（R&D）活動は、EDFの研究開発部門（EDF R&D）および当グループの特定の子会社によって行われている。これらの活動は補完的なものであり、かつ当グループのレゾナントおよび「2035年目標」の事業計画の戦略的方向性に沿ったものである。業務調整のための研究開発憲章がグループ・レベルで確立されている。

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奨励するために、総合的かつ学際的である。研究開発部門は、当グループの活動分野のすべてに対応し、分野別、機能別、プロジェクト別の専門スキルおよびより大規模なシステムのための統合的なスキルを備えている。

EDFの研究開発部門のフランス国内の従業員数は1,842名であり、これに加えて49か国からの博士課程の学生140名およびワークスタディの学生91名が在籍する。また、世界で266名の現地契約社員および17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、フランスおよびその他の国（主にドイツ、英国、イタリア、米国、中国およびシンガポール）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・サクレのマルセル・ボワトゥール科学キャンパスのパレゾーに所在する。

EDFグループの研究開発部門の主要課題は、その高い専門性、高性能な実験およびシミュレーション機能で貢献することにより当グループの事業および子会社に日常的なサポートを提供することである。また、今後の大きな変化および課題を予測することにより当グループの将来にも貢献する。

研究開発部門による研究分野は、以下の5つの戦略的軸を中心に構成されており、そのうち最初の4つは「2035年目標」の事業計画のものである。

- ・ 顧客の炭素排出量削減の支援
- ・ より低炭素の電力（原子力および再生可能エネルギー）の発電
- ・ エネルギー移行の課題に対応するためのネットワークの開発
- ・ 電力システムのニーズに対応するための柔軟性ソリューションの開発
- ・ デジタル変革の促進

2024年、EDFグループの研究開発予算総額は752百万ユーロであった。これは、533百万ユーロに及ぶEDF研究開発予算および主にFramatome、Enedis、EDF EnergyならびにArabelle Solutionsなど特定の子会社が行う研究開発から構成される。これは世界の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の研究開発部門全体の運営予算は、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、当グループの全機能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追求し、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の電力網研究は、業務契約に基づいて実施されている。これは、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が含まれている。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 顧客の炭素排出量削減の支援

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や、ウクライナ紛争に起因する2022年のエネルギー危機は、EDFが顧客の用途の電化および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を促進することにつながった。

EDFの研究開発部門は、住宅用顧客、企業用顧客、産業用顧客および地方自治体を担当する事業体をサポートし、以下の支援を行う。

- ・各用途の電化への貢献および産業、第3セクター、地方自治体ならびに住宅用顧客向けエネルギー効率化サービスの開発
- ・電気、バッテリー、水素および合成燃料のモビリティ・サービスの開発
- ・新たな技術（新たな用途および分散型発電施設）の大規模な統合による電力システムへの影響の準備
- ・電力分野および市場組織の発展に伴う当グループの機能の変革の支援

② より低炭素の電力（原子力および再生可能エネルギー）の発電

原子力、水力、その他の再生可能エネルギー（風力、洋上風力および太陽光等）および火力発電所による集中型発電において、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。

- ・発電施設の安全性の向上
- ・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）炭素排出量の極めて少ない原子力発電の統合および維持

EDF

EDFの研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取組みを通じて、EDFの産業資産を保護することに務めている。かかる取組みの目的は、業績の改善および耐用年数の60年を超えた延長である。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・シミュレーション・ツールおよび実験用のテスト・ツールを開発している。また、デジタル・データの大幅な増大、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術がもたらす新たな課題に対処する能力を備えたツールも開発している。

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緊密なパートナーシップに基づく協力を優先し、デジタル・イニシアチブの開発を進めている。

また、EDFの研究開発部門では、原子力、機械、水力および熱水力計算向けの付加価値の高いコードの開発を行っている。

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、最先端の技術の専門知識を開発することを目指している。

この研究開発活動は、主にFramatome独自の開発チームおよび技術センターにより、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）低炭素の再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵および低炭素の水素の開発支援

EDFの研究開発部門の主要な研究方法の1つは、フランス国内外における低炭素の再生可能エネルギーの普及の支援である。再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵、低炭素の水素およびその派生物に関するかかる研究の目標は、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、バイオマス、電気化学電池、再生可能な熱など、幅広く低炭素の再生可能エネルギー、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をモデル化するための具体的なツールを開発している。

EDFの研究開発部門は、パフォーマンスを向上させる方法ならびに手段の開発および再生可能エネルギー発電システム、エネルギー貯蔵ならびにEDFグループの低炭素電力を利用した電気分解による水素生成システムに関するプロジェクトの費用の最適化についても取り組んでいる。

(iii) EDFのインフラの環境性能

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を絶対的に必要なものとしている。EDFの研究開発部門の取組みは以下のとおりである。

- ・規制環境変更をどのように実施すべきかの決定に貢献すること
- ・EDFの発電施設が経済的に許容できる費用で、利用可能な最良の技術（BAT）に比肩することを証明することおよび新たなプロジェクトにおいてこれらのBATを活用すること
- ・EDFの水域および地上の環境に及ぼす影響を特定し、管理すること
- ・例えば、地域の水資源の利用可能性および品質の変化を予測し、これらの変化を踏まえて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
- ・地域および地方を含む利害関係者と、EDFの積極的な行動による挺入れに貢献すること

③ エネルギー移行の課題に対応するためのネットワークの開発

欧州における脱炭素化経済へのエネルギー移行は、とりわけ配電網における断続型および分散型の低炭素の再生可能エネルギーの大規模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、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、経済的および規制的な性質のものであり、以下のような新たな課題への取組みを意味する。

- ・欧州レベルでの送電網ならびに相互接続ネットワークの開発および電力交換の最適化を目的とした欧州の卸売市場との連携強化
- ・低炭素の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、特に隔絶した地域において、再生可能エネルギーの電力システムへの統合を制限する地域のエネルギー流量の管理および電力網の安定性に関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ならびに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
- ・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）の最適化およびより大規模なエネルギー管理システムへの安全な統合をすること
- ・用途および新たな発電源を接続するために、パワーエレクトロニクスの利用増加に起因するシステムの慣性の減少に対処することを目的として、電力システムの制御に適応すること

これらの課題には、送配電網の設備、発電ならびにエネルギー貯蔵設備およびその通信機能ならびに手順、管理装置ならびに手法、さらには電力使用の経済性、サービスならびに関連する市場についての研究が求められる。

④ 電力システムのニーズに対応するための柔軟性ソリューションの開発

電力システムにおける断続的な再生可能エネルギー（風力および太陽光）および電力の新しい利用方法（電気自動車、ヒートポンプ、水素等）の増加は、これらのシステムにおける生産と消費の均衡の管理を変化させている。生産と消費は常に均衡が保たれる必要があるため、予測可能なものか不確定なものかを問わず、注入および抽出の変動に対応するために、供給側と需要側両方の上昇および下落における柔軟性のある方策が必要である。

このような背景から、研究開発部門の事業は以下を目的としている。

- ・異なる期間にわたる再生可能エネルギー発電量および需要を予測するためのモデルの開発
- ・発電、消費ならびにネットワークに対する技術的な制約および気候ならびに気候災害が電力システムの管理に及ぼす影響の詳細な表現を含む、低炭素の電力システムのモデルの開発によって、電力システムの将来の柔軟性ニーズを予測すること
- ・既存の発電施設、エネルギー貯蔵ソリューションおよび適切な管理システムにおける柔軟性の向上
- ・用途の柔軟性（スマート充電等）を高め、特に、かかる柔軟性を管理するために必要なアルゴリズムを定義すること
- ・最適化およびトレーディングを担当する事業体を支援するために、需給バランスを予測し、市場の柔軟性を可能な限り最適化するための方法を開発すること
- ・柔軟性から利益を創出するためのビジネスモデルを特定し、関連する価格設定を策定すること

⑤ 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し、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。情報技術研究は以下に焦点を当てている。

- ・人工知能（AI）、量子コンピュータ、モノのインターネット（IoT）、5Gおよび衛星を含むモバイル・ネットワーク、産業システムのサイバー・セキュリティ、ブロックチェーン技術、仮想現実などの最近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高性能な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

⑥ EDFの研究開発における科学パートナーシップおよび国際的な研究

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科学パートナーシップを展開している。かかるパートナーシップの目的は、EDFが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ができるようにすること、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。

EDFの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いくつかの具体的な形を取っている。

フランス

EDFの研究開発部門は、フランスにおける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。主要な学術的なパートナーは、CEA（原子力庁）、CNRS（フランス国立科学研究センター）およびINRAE（フランス国立農業・食料環境研究所）、IFPEN（フランス国立石油・新エネルギー研究所）、BRGM（フランス地質・鉱山研究所）、INRIA（フランス国立情報学自動制御研究所）、CSTB（フランス建築科学技術センター）ならびにIFREMER（フランス国立海洋開発研究所）などの国立研究機関である。

過去数年間にわたって研究開発部門チームはまた、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、（水と環境の研究を行う）HYNESや（モノのインターネットに特化した）SEIDO Labなどの約20の共同研究所および共同チームを設置した。

様々な産業および／または学術関係者との間でパートナーシップ枠組み契約が締結されている。

以下のようないくつかのパートナーシップは、パリ・サクレの科学キャンパスのエコシステムの一部である。

- ・ 高等教育機関であるサントラル・スベレックならびにENSパリ・サクレ、CNRS、フランス地質・鉱山研究所（BRGM）およびEDFがメンバーである地震に関するSEISM科学利益グループ（GIS SEISM）
- ・ ENSTA（国立先端技術学校）、CNRS、CEAおよびEDFからなる共同研究ユニットである機械科学・産業応用研究所（IMSIA）

研究開発部門は、フランスの「未来への投資」プログラムの一環として導入された、エネルギー移行機関のメンバーである。これらの機関には、イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）、海洋エネルギーならびに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関する研究を行うエフィカシエティおよび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が含まれる。

最後に、EDFは原子力のNugenia（第2世代および第3世代の原子力発電に関する連合）、SNETP（持続可能な原子力エネルギー技術プラットフォーム）およびエネルギー貯蔵のEASE（欧州エネルギー貯蔵協会）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はカールスルーエ工科大学（KIT）とともに、ヨーロッパ経済利益グループであるEIFERをドイツに設立した。EIFERは、水素および合成燃料研究における主要なセンターである。EIFERのチームはまた、地域の分散型エネルギー・システムに関するトピックおよびドイツのエネルギー市場の変化の分析にも全面的に携わっている。

英国

EDF研究開発UKセンターは、特にストラスクライド大学との再生可能エネルギー研究ならびにマンチェスター大学、インペリアル・カレッジ（ロンドン）、国立原子力研究所（NNL）およびブリストル大学との原子力研究を通じて、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いる。

EDF研究開発UKは、EDFの以下に関する活動に対して直接的な支援を提供している。

- ・ 既存の原子力施設（AGR（改良型ガス冷却原子炉）の耐用年数の延長および複数の原子炉の閉鎖予定の発表に続く廃炉作業）
- ・ ヒンクリー・ポイントCのような新しいプロジェクト
- ・ 第4世代原子炉

かかるセンターはまた、デジタル顧客および洋上風力発電プロジェクトに関する研究にも全面的に動員されている。

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を支援している。チームおよび研究開発研究所は、主にミラノおよびトリノの2つ

のイタリアの工科大学のイノベーション・ユニットに所在しており、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

北京に所在する研究開発部センターは、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（CGN、CNNCおよび中国国家電網公司等）によって開発された中国国内での大規模なデモンストレーションに貢献するための貴重な資産である。また、革新的な建設手法（デジタル技術および積層製造（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。）等）による中国の高度なエコシステムの恩恵も受けている。かかるセンターは、電力、バイオマス、水素および暖房ならびに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・システムに対する、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部センターは、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手頃な価格の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、以下のような様々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、数年前に、シリコンバレーに研究開発部センターを立ち上げた。同センターは、米国内における事業開発を支援し、当グループ内でのイノベーションに貢献しており、以下の分野で活動している。

- ・EDF Renewables North America子会社に対する直接的な支援
- ・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重要な役割を担う。このため、特許ポートフォリオの拡充は、当グループの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。

2024年末現在において、EDF SAおよびEnedisのポートフォリオには、783の特許権を有するイノベーションが存在し、フランス内外において、2,172件の工業所有権によって保護されている。Framatomeのポートフォリオには、543の特許権を有するイノベーションが存在し、約3,100件の所有権によって保護されている。2024年、EDFは58件（2023年は60件）、Framatomeは29件（2023年は32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】

2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記10.3「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」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】

(2024年12月31日現在)

授 権 株 数(株)	発行済株式総数(株)	未発行株式数(株)
(注)	4,168,730,082株	(注)

(注) フランス法の下では、授權株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

②【発行済株式】

(2024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	4,168,730,082株	未上場	議決権に 制限のない株式

(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】

(2024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
2020年 9月30日	3,697,507株 (減少)	3,099,923,579株	1,848,753.50 (302,585,485円) (減少)	1,549,961,789.50 (253,682,246,087円)	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	28,954,264 (4,738,944,389円) (増加)	1,578,916,053.50 (258,421,190,476円)	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
2021年 12月2日	80,844,641株 (増加)	3,238,676,748株	40,422,320.50 (6,615,921,196円) (増加)	1,619,338,374 (265,037,111,673円)	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 3月17日	498,257,960株 (増加)	3,736,934,708株	249,128,980 (40,774,940,157円) (増加)	1,868,467,354 (305,812,051,829円)	優先引受権による増資
2022年 6月21日	131,545,635株 (増加)	3,868,480,343株	65,772,817.50 (10,765,037,040円) (増加)	1,934,240,171.50 (316,577,088,869円)	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	9,050,370.50 (1,481,274,140円) (増加)	1,943,290,542.00 (318,058,363,009円)	従業員割当増資
2022年 12月16日	1,137,336株 (増加)	3,887,718,420株	568,668 (93,073,892円) (増加)	1,943,859,210 (318,151,436,901円)	OCEANE債の株式への転換
2023年 2月27日	259株 (増加)	3,887,718,679株	129.50 (21,195円) (増加)	1,943,859,339.50 (318,151,458,096円)	OCEANE債の株式への転換
2023年 3月13日	113,215,003株 (増加)	4,000,933,682株	56,607,501.50 (9,264,949,771円) (増加)	2,000,466,841 (327,416,407,866円)	OCEANE債の株式への転換
2023年 5月25日	168,581,407株 (増加)	4,169,515,089株	84,290,703.50 (13,795,859,442円) (増加)	2,084,757,544.50 (341,212,267,308円)	OCEANE債の株式への転換
2023年 6月21日	103,504株 (増加)	4,169,618,593株	51,752 (8,470,250円) (増加)	2,084,809,296.50 (341,220,737,558円)	OCEANE債の株式への転換

2023年 7月31日	888,511株 (減少)	4,168,730,082株	444,255.50 (72,711,298円) (減少)	2,084,365,041 (341,148,026,260円)	EDF自己株式の消却

(4) 【所有者別状況】

本書提出日現在、フランス政府が全議決権付株式を保有している。

(5) 【大株主の状況】

(2024年12月31日現在)

氏名又は名称	住 所	所有株式数 (株)	発行済株式総数 に対する所有 株式数の割合(%)
フランス政府	パリ市 12区 75572 ベルシー通り139番地 (コ ルベール棟)	4,168,730,082	100
合計	—	4,168,730,082	100

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
2021年	3,736,934,708	0.58 ⁽²⁾	1,997,314,793.63 ⁽³⁾	2022年6月13日

(1) 自己株式控除後。

(2) 特別配当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。

(3) 2021年12月2日に支払われた、2021年の中間配当の947,074,231.20ユーロ（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。）を含む。2021年の配当のうち、2022年6月13日に支払われた1,050,240,562.43ユーロの残高は、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。

2023年6月28日および2024年6月11日に開催された株主総会では、2022事業年度および2023事業年度に係る配当の分配について承認していない。

(2) 配当方針および特別配当

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。

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、特別配当を受け取る資格を有する。かかる10%の特別配当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。

株主総会は、配当、中間配当、配分される剰余金もしくは報奨金または減資について、金融資産を含む当社の資産の形態で支払うことを決定することができる。

(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（2022年12月改訂版AFEP-MEDEF規約）コーポレート・ガバナンス規約を遵守しており（フランス商法第L.22-10-10条に基づく。）、当社に適用される特別な法令および規則の規定に従うものとする。

かかる特別な法令および規則は、当社が公企業であることならびに特に公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号およびその施行規則ならびに1953年8月9日付命令第53-707号に基づくものである。

これらは本書に詳細が記載され、特に以下の事項に関するものである。

- ・取締役会の構成員（「第5 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に関する規則および経営執行に関する規則（「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に関する規則（「第5 3（2）④（i）（イ）会長兼最高経営責任者の報酬」を参照。）

これら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規約勧告を示しており、説明事項を記載している。

AFEP-MEDEF規約勧告	当社の状況	説明
取締役および役員が保有する当社株式 勧告21： 「法律に別段の定めがある場合を除き、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。」	取締役および役員は、当社株式を保有していない。	法律の規定に従い、取締役および役員は、当社株式を保有してはならない。 2023年6月8日のEDF株式のスクイズアウト以降、フランス政府は、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、当社の株式資本の100%を保有している。フランス政府が保有する割合は、該当する場合、当グループの企業貯蓄制度に加入している当社の従業員および元従業員が保有する株式資本の割合に応じて、命令で定められた限度額を下回る割合に減額される。
勧告24： 「取締役会は、執行役員がそれぞれの任期終了まで、記名式で保有すべき最低株式数を設定している。（中略）この最低保有の要件が満たされない限り、執行役員は、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割り当てなければならない。」		

② 取締役会の機能

取締役会内部規則は、取締役会およびその委員会の運営および作業方法に関する原則および手続について規定している。当該規則は、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、定期的に改定される（「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更新

EDFの定款は取締役の任期を4年と規定している。

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、フランス政府を代表する取締役は、他の取締役と同じ任期（すなわち4年）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、取締役会の関連する構成員が4年の期間末に完全に刷新されるように更新されている（「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1983年7月26日付法律第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簡易手続の形で、裁判所長の決定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、従業員を代表する取締役に適用される可能性がある。フランス政府を代表する取締役が辞任により職務を終了する場合、またはその任命に至った資格を喪失した場合、当該取締役を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条により認めら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の責任を負い、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た後、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、会長兼最高経営責任者は、国民議会および上院の適格な委員会との協議の上で任命される。

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選出されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる。

フランスの公共部門の企業に関連する法律の特別な規定および法律または定款が明示的に取締役会または株主総会のために留保する権限に従い、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。）の範囲内で、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、当社の統治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、適用ある法令および規則に従い、当社の利益に鑑み必要とされるたびに招集される。取締役会内部規則に従い、取締役会は年に1回、EDFの執行委員会が出席する戦略セミナー中に当社および当グループの戦略について議論する。最後に、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1回開催することを義務付けている。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（「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。）。

取締役会は、当社の事業活動に伴う社会問題および環境問題ならびにEDFのレゾナントル（「第2 3（1）当グループの戦略および目的」および「第2 3（1）②戦略的優先事項」を参照。）を考慮し、その実施を当グループ全体で監視しながら、当社の利益に沿って、当社の事業戦略を決定し、その実施を保証する。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、関連事項を決定する。

取締役会は、年間予算、中期計画、当社が公表した戦略の一部ではない重要な取引および公共サービス契約について、関連する委員会がこれらの事項について審査した後、議論する。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、とりわけ気候変動に関連するリスクおよび機会、当該リスクおよび機会が及ぼす当グループの戦略、活動および資産への影響、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。取締役会は、当社が汚職および利益誘導を防止し、検出するためのシステムならびに無差別および多様性の方針を実施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。）。

2023年6月28日に改定された取締役会内部規則に基づき、取締役会は、当グループの上場子会社のガバナンスが関連する場合には、以下の取引および事項を認可または承認する権限を有する。

事業戦略計画	フランスの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行すべき行動を定めた事業戦略計画

金融取引	50億ユーロ（または外国通貨で同等の金額）を上回る長期借入、債務管理、証券化取引またはヘッジ取引
投資および投資引揚	350百万ユーロを上回る、または戦略的方針の指向性に適合しない場合には150百万ユーロを上回る、EDFおよびその子会社が行う外部的成長、事業売却、本業の成長および株式市場取引
産業プログラム	350百万ユーロを上回るEDFおよびその子会社の既存資産への産業投資または産業プログラム
不動産取引	200百万ユーロを上回る当社または当社子会社によって行われる取引
契約（燃料を除く。）	350百万ユーロを上回る、または新たな戦略的方針もしくは新たな事業ラインに該当する場合には200百万ユーロを上回る、EDFが締結した供給品、製品またはサービスに関する契約
燃料戦略	核燃料サイクルに関連する業務についての当グループの戦略ならびに燃料および下流部門サービスの原子炉への提供についての複数年にわたる計画
エネルギーの購入または販売、排出権および二酸化炭素割当量	年間で10TWhの電力、20TWhのガスならびに250百万ユーロの炭素、燃料油、バイオマス、排出権および二酸化炭素割当量を上回る量または金額についてのEDFおよびその子会社による長期のエネルギーの購入または販売、排出権および二酸化炭素割当量
戦略契約	知的財産または技術の重大な移転を伴う、原子力事業における海外パートナーとの提携またはパートナーシップをEDFに約束する戦略契約
原子力費用の資金調達の確保	EDFの原子力費用の資金調達の確保に関する方針（「第5 3（1）③（iii）原子力監視委員会」を参照。）および原子力監視委員会が否定的な意見を示した場合の一定の基準金額を超過する専用資産のための簿外の資産への投資計画の承認
EDFの社会・経済中央委員会に提出される戦略的方針の指向性	フランス労働法第L.2312-17条および第L.2312-19条に従いEDFの社会・経済中央委員会に提出されるEDFの戦略的方針および指向性
男女平等に関する方針	フランス商法第L.225-37-1条の適用に規定される男女平等に関する当社の方針

フランス・エネルギー法第L.311-5-7条に基づき、政府委員は、実行された場合当社の事業戦略計画の目標またはフランスの複数年にわたるエネルギー計画の目標に反することとなる投資判断に反対することができる。

（iv）権限のバランス

取締役会およびその委員会の機能に対する年次審査後、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の評価を報告している（「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、特に、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、現行の体制で執行役員（最高経営責任者）と取締役会との間で適正なバランスが保たれており、当社の利益に資していると認識している。

また、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（vi）取締役会およびその委員会の機能の審査」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に関す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（v）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が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、比率の決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。

取締役の独立性の審査

取締役会は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に照らし、取締役の個々の状況を毎年検討する。取締役会はまた、取締役会の構成員および取締役の状況に変更があり、その取締役の独立性の検討を必要とする場合、当年中に意見を求められる場合がある。

2024年2月6日における任命報酬およびガバナンス委員会の助言に基づき、取締役会は、2024年2月15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、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・プティコラン氏ならびに2024年6月11日に任期を終了したコレット・ルウィネ氏の社外取締役としての地位を確認した。

2024年6月10日の任命報酬およびガバナンス委員会の意見を検討後、取締役会は、2024年6月11日の会議において、ブルーノ・イーヴン氏の個々の状況について検討し、2024年6月11日の株主総会でイーヴン氏が取締役として任命されることを条件に、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に照らし、社外取締役として認めた。

2025年2月6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に照らし、取締役の個々の状況を再度検討した。以下の者は、社外取締役として認められていない。

- ・会長兼最高経営責任者であり執行役員であるリュック・レモン氏（AFEP-MEDEF規約第10条により規定される基準1）
- ・2014年8月20日付政令第2014-948号第6条に従い、「株主としての政府の利益」の「代表」として、政府の提案に基づき任命された取締役（基準8）
- ・2014年8月20日付政令第2条の規定に従い、EDFの株主の代表として任命された政府代表の取締役（基準8）
- ・従業員を代表する取締役は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、独立性の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、ナタリー・コラン氏、クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏、ブルーノ・イーヴン氏およびフィリップ・プティコラン氏の状況を検討した（AFEP-MEDEF規約の基準3）。当該委員会は、EDF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当該企業が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、定量側面（当社と当該企業（そのグループを含む。）との間の取引関係の規模および当社と当該企業との間の2024事業年度中の売上に基づく。）および定性側面（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。）を考慮し、調査を行った。その結果、コラン氏、プディニ氏、クレメル氏、イーヴン氏およびプティコラン氏が管理職または役員を務める企業またはグループは、いずれもEDFグループの重大な顧客、供給業者、投資銀行、商業銀行またはアドバイザーに該当せず、EDFは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いことが明らかになった。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結論を下した。

当該委員会に相談後、取締役会は、2025年2月20日の会議において、ナタリー・コラン氏、クレール・プディニ氏、ブルーノ・クレメル氏、ブルーノ・イーヴン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審査し、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みなした。

2025年3月27日現在、以上により、当社の取締役会においては、算定するにあたり考慮された12名の取締役中、独立性を有すると認められた5名の取締役が含まれており、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規約の独立性の基準に照らし、社外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
ブルーノ・イーヴン	×	×	×	×	×	×	×	×	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。

(vi) 取締役会およびその委員会の機能の審査

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス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取締役会の機能の年次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義務付けている。したがって、取締役

会は毎年1回、取締役会およびその委員会がともに、より有効なものとなるため、とりわけ重要な事項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、取締役会自体の機能およびその委員会の運営について議論しなければならない。

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。

2024年年度審査

直近の外部審査は、2020年に社外取締役によって実施され、任命報酬およびガバナンス委員会が監督した。これに関連して、取締役会の業務に対する各取締役の個々の貢献の審査も実施された。

2023事業年度中に取締役会の構成において起こった重大な変更を考慮して、取締役会およびその委員会の外部審査は延期されることが決定され、その結果、2024年に実施された。当該審査は、任命報酬およびガバナンス委員会の指導の下で実施された入札募集の後に選出された社外取締役に委任された。当該審査は、独立コンサルタントが委員長とともに作成したアンケートおよびインタビューガイドに基づいて、各取締役との徹底したインタビューを通じて実施された。

当該審査の結果は、2024年11月28日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議で検討された後、2024年12月3日に非公開の会議で取締役による議論が行われ、2025年1月15日に取締役会に提出された。

当該審査の結果によると、取締役は、当社は持続的な活動および大きな変化を経験しながらも、取締役会のガバナンス風土およびその中で確立される適正なバランス（プロファイルおよび専門知識の多様性）により取締役会はその職務を成功裏に実施することができていると考えている（「第5 3（1）②（ix）2024年度における取締役会の活動」を参照。）。取締役会は専門職であるとなされ、その構成員が責任を負っている。2024年に開催された2回のセミナーにおいて検討されたプログラムおよび内容ならびに新たなコミットメント委員会の貢献も称賛された。最後に、特に伝達情報の透明性に基づく活発な情報交換は、再び明確に示された。

特定された改善の必要な分野には、特に以下の目的を持った活動が含まれている。

- ・取り組むべき課題の選択を引き続き検討することにより、取締役会の業務の優先順位を決定する。
- ・より多くのベンチマークおよび競争力のある分析を提案する。
- ・取締役会の作業計画の可視化を強化する。

2024年の外部審査の一環として、取締役会の業務に対する取締役の個々の貢献の審査も実施された。2020年と同様に、各取締役に対して独立コンサルタントが作成した個別かつ機密の報告を行った。

(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および取締役が最善の状況下で職務を行うために可能な限り十分な時間をもって当該情報を受領していることを保証する。

取締役会内部規則に従い、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を定期的に受領する。また取締役会は、年次および半期の財務書類が発表される時の当社の主要子会社の業績ならびに調達に関する方針および人事方針等について報告を受ける。取締役会は、市場の動向、競争環境および当社が直面する主要な課題（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。）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、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の概要文書が取締役に定期的に提出される。また当社は、当グループの大規模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、取締役会の間に、その情報が十分に重要または緊急な場合には、有用な情報を取締役に提供する。

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、会長が不在であっても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。

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ためのデジタル・プラットフォームを活用している。

当社は、当社の取締役に、当社および当グループの特性および課題ならびに当該取締役が所属する委員会の権限内にある特定の内容に関する追加研修を提供する。

したがってEDFの商業的方針および市場設計に関する研修コースが、2024年4月4日に従業員により選任された取締役にに向けて開催された。さらに既に提供しているフランス研修機関（IFA）の研修コースに加えて、取締役会は、ESCP経営大学院と共同で大学経営グループ（UGM）が主導するEDFの内部的な取締役研修コースを利用する機会を与えられた。これらの「取締役」研修プログラムは、財務情報の管理、ガバナンスの法的枠組みおよび戦略的立場のロールプレイングに焦点を当てている。最後に、複雑または重大な事案についての説明会も設けられており、特に業務の年次審査の際には取締役は質問を受ける。

気候責任および企業の社会的責任（CSR）についての取締役の研修

取締役会の気候責任者（「第5 3（1）③（iv）企業責任委員会」を参照。）は、毎年事業年度開始前に、当社の経営陣とともに作業を行い、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作業プログラムを作成する。

この目的のため、いくつかの特定のワークショップが2021年から開催されており、これにより取締役はクライメートフレスク（気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の科学的報告書のデータに基づいており、クライメートフレスクは参加者が気候

問題全体を統合できる参加型ワークショップである。)を実施し、招待した専門家と気候および生物多様性に関するCOPの結果について検討および／または議論することができた。

気候変動問題に関する意識向上および協議のこの形式を継続するため、2025年に気候変動への適応をテーマに新たなワークショップを開催するとともに、EDFの洋上風力発電所を視察することを決定した。

また取締役は、戦略委員会の会議において、当グループの炭素軌道の推移を検討することができた。

最後に、専門委員会／ワークショップ部会での当グループのCSR問題についての徹底した調査に加えて、当グループの内部のデジタル研修プラットフォームが2024年に取締役会に利用可能となった。当該プラットフォームは、当社の主な環境問題および社会問題に関連するいくつかのモジュールを中心に構築されたCSR問題に特化した研修コースを含んでおり、これにより取締役はEDFグループのCSRコミットメントを自分のものにし、これらのコミットメントの運用の実施を特定することができる。

これらの取組みのすべては、気候問題を当社の重要事項として掲げ、EDFのレゾンデートルに沿ってこれらのすべての問題および社会的・環境的責任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うこと、利益相反（「第5 3（2）③（i）利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告し、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または議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を尊重することおよびその職務を勤勉に全うすること等の義務に従うことを規定している。取締役は、当社または当グループに関する通達または個人の公的発言を行う前に会長に報告し、承認を求める必要がある。

取締役および会長兼最高経営責任者はまた、当社が締結した（または仲介者により締結された）契約で自らが直接もしくは間接の利害を有する契約につき、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を取得する権利に加えて、職務を適切に遂行するために必要であると考えられる情報を要求する責任を負う。

取締役会内部規則に従い、各取締役は、役職の兼務について個々の状況がフランス商法およびAFEP-MEDEF規約の勧告を遵守していることを保証し、他社における任命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) 2024年度における取締役会の活動

	2024年	2023年
会議の回数	13**	14*
平均出席率	96.6%	91.7%
会議の平均時間	2時間44分	3時間23分

* かかる会議の回数に加えて、1日限りの戦略セミナー、気候変動に特化したワークショップ1回および非公開の会議1回が開催された。

**かかる会議の回数に加えて、1日限りの戦略セミナー2回および非公開の会議1回が開催された。

以下の表は、2024事業年度中の取締役会およびその委員会への個別の出席率を示している。

2024年における取締役の個別の出席率	取締役会	戦略委員会	リスクおよび監査委員会	コミットメント委員会	原子力監視委員会	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	100%	100%					
クリストフ・ベギネ	100%	100%	80%			100%	
ナタリー・コラン(1)	92%		100%	70%			100%
ブルーノ・クレメル	92%		100%				
ジル・ドゥノワイエル	100%				100%		

アンヌ・マリー・ デコート	85%	67%			
ブルーノ・イーヴ ン(2)	100%			100%	
オーレリー・フリ オネ	92%	100%		80%	75%
デルフィーヌ・ ジェニー・ステ ファン	100%				100%
ファブリス・ギヨ ン	100%	100%	100%		100%
ジェラルム・ラコ ステ	100%		100%		100%
マリー・クリス ティーン・ルプ ティ	92%		100%	100%	100%
コレット・ルウィ ネ(3)	100%			100%	100%
サンドリーヌ・レ ンリー	100%	100%	100%		100%
クレール・プディ ニ	100%				100%
フィリップ・プ ティコラン	92%	67%	100%	100%	
セシール・ピショ	100%				100%
ミシェル・ルソー	100%			100%	100%
アレクシ・ザグド ンディヴェール	92%	67%			100%

(1) 2024年6月28日に任命報酬およびガバナンス委員会の委員および委員長として任命された取締役。

(2) 2024年6月11日の株主総会で社外取締役役に任命され、2024年6月28日に取締役会によりコミットメント委員会の委員に任命された取締役。

(3) 2024年6月11日に任期を終了した取締役。

2024年の活動

取締役会は、2024事業年度中に13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、取締役会は以下のような事項の検討または承認を行った。

- ・フランスにおけるEPR 2 建設プログラムの最新情報ならびに特定の関連契約および決定（「第2 3（1）②戦略的優先事項」および「第2 3（2）①（i）（ハ）「新たな原子力」プロジェクト」を参照。）
- ・産業応力腐食修理プログラムの進捗状況（「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修理」を参照。）
- ・ヒンクリー・ポイントC（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新たな原子力産業」を参照。）、フラマンビルEPR（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営—フラマンビル3 EPR」を参照。）、サイズウェルC（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）新たな原子力産業」を参照。）、NUWARD（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）小型モジュラー炉（SMR）」を参照。）およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラム（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題—フランスの既存の原子力発電所に係る投資：グラン・カレナージュ（Grand Carénage）産業改修プログラム」を参照。）といった当グループの主要なプロジェクトの監督
- ・EDFの商業的方針およびEUの電力市場設計の定期的更新
- ・EDFによるGeneral Electricの原子力蒸気発電事業の取得計画（「第2 3（2）①（i）（ホ）Arabelle Solutions」を参照。）
- ・当グループの財務の軌道

- ・チェコ共和国におけるElektrárna Dukovany IIの入札に対してEDFが提出した入札の承認（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）国際動向」を参照。）
- ・イタリアにおけるEdisonの規制されたガス貯蔵資産の売却
- ・EdisonによるギリシャにおけるElpedisonの売却計画
- ・インディアナ州（米国）における太陽光発電プロジェクトの開発、建設および売却
- ・ニュージャージー州の洋上風力発電（Atlantic Shores Offshore Wind）の入札に対する当グループの回答案の最新情報
- ・EDF PEIによるコルシカ島南部のアジャクシオ自治市における発電所の建設プロジェクト
- ・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2023年の報告書
- ・2024年から2025年の冬季に向けた当グループの準備
- ・原子力費用の資金調達確保に係る3年ごとの報告書の更新文書に含まれる内部統制報告書ならびに専用資産の財務リスクの構成、管理および統制に関するEDFの方針の手引書の更新（「第5 3（1）③（iii）原子力監視委員会」を参照。）
- ・エネルギー市場に関するリスク方針
- ・2025年の予算および2025年から2027年の中期計画
- ・フランス労働法第L.2312-17条および第L.2312-19条に従いEDFの社会・経済中央委員会の協議の観点におけるEDF SAの戦略的方針の指向性
- ・職業および給与の平等に関するEDFの方針
- ・役員の報酬方針、新たな取締役の任命および取締役の独立性の年次審査等の様々なガバナンスの問題

また、取締役会は、前事業年度中に、取締役会に通達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を検討し、その後の取締役会において委員長から報告書が提出された際にこれらを議論した。

取締役会の戦略セミナー

取締役はまた、当社および当グループの戦略について議論するため、少なくとも年に1回戦略セミナーのため招集される。

2024年は、最初の戦略セミナーが9月6日に開催され、2035年から2050年までの脱炭素化に向けた、特に柔軟性の発展を通じたフランスにおける電力システムの発展の見通しに焦点が当てられた。2回目のセミナーは、9月26日および27日にヒンクリー・ポイントCサイト（英国）で開催された。この2回目のセミナーの目的は、一方では視察を通じてHPCプロジェクトの進捗状況を観察することであり、他方では当グループの原子力事業およびプロジェクトの主要な課題を検討することであった。

非公開の会議

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、取締役全員が出席する会議（非公開の会議）を毎年開催する旨を規定している。当該会議においては、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。非公開の会議において、2024年に、取締役は、取締役会およびその委員会の外部審査の結果、会長兼最高経営責任者の取締役会の調整の評価、取締役会および委員会の機能に関する肯定的な点ならびに改善の必要な分野の計画について議論した（「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。）。

EDFグループの事業計画における取締役の作業部会

当グループの「2035年目標」事業計画に向けた準備作業の一環として、取締役会は2023年5月23日に、当該計画に関連して必要となりうる作業および決定について準備、検討およびさらに精査する具体的なプロセスを設定することを決定した。

その結果、取締役会は、EDFの経営陣と協力して事業計画の進展を監視することを任務とする取締役の作業部会を設置した。かかる作業部会は、特にEDFの利益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、有益な意見および勧告を取締役会のために考案することであり、これにより取締役会は、状況を十分に把握した上で議論および審議することができる。

かかる作業部会は、ブルーノ・クレメル氏が会長を務めており、コレット・ルウィネ氏、クレール・プディニ氏、オーレリー・フリオネ氏およびアレクシ・ザグドンディヴェール氏も含まれていた。作業部会は、法律顧問および財務顧問によってその作業が支援されていた。作業部会は、2023年5月から2024年5月までの間に17回の会議を行った。

③ 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会への提出前に特定のプロジェクト／課題の情報の検討および準備を担う6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、戦略委員会、リスクおよび監査委員会、コミットメント委員会、原子力監視委員会、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。

また、取締役会内部規則に従い、CSRDの実施に関連する当グループの取組みの見直しを、企業責任委員会ならびにリスクおよび監査委員会の合同会議に委託することが決定された。

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、また取締役会が各委員会の委員長を任命する（取締役会内部規則に従い、会長兼最高経営責任者が委員長を務める戦略委員会を除く。）。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。

2024年12月31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
- ・リスクおよび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
- ・コミットメント委員会については、フィリップ・プティコラン氏
- ・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、ナタリー・コラン氏

政府委員および経済・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、各会議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、その年に作成された年間プログラムに従っている。かかる会議は、書面の議事録により記録され、各委員会の委員長は次の取締役会にて口頭で報告する。

取締役会内部規則は、各委員会の権限内の事項が議題となる取締役会の前に、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、会長兼最高経営責任者に事前報告をし、取締役会にその出席を報告することを条件として、社内外のその他の関係者の参加を要請することができる。各委員会は、会長兼最高経営責任者に事前報告をし、取締役会にその協議を報告することを条件として、当社負担で各委員会の権限内の議題について専門的な調査および外部のアドバイザーと協議することができる。

2024年、委員会は31回の会議および4回の合同会議（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。）を開催した。委員会全体の平均出席率は、取締役会の委員会の合同会議を除くと94.9%、取締役会の委員会の合同会議を含むと93.7%であった。各委員会の平均出席率は「第5 3（1）③（i）戦略委員会」から「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」および「第5 3（3）①リスクおよび監査委員会」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）2024年度における取締役会の活動」に記載されている。

（i）戦略委員会

構成員

以下の表は、2024年12月31日現在の戦略委員会の構成員を示している。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。

会議の回数	構成員	平均出席率*	会議の平均時間	社外取締役の割合**
3回	8名	87.5%	2時間41分	41.7%

* 出席率は、（取締役全員が戦略委員会の会議に参加することができるが）戦略委員会の委員のみに基づいて算定された。

**従業員を代表する取締役を除く。

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
クリストフ・ベギネ	委員	従業員により選任された取締役
アンヌ・マリー・デコート	委員	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役
オーレリー・フリオネ	委員	従業員により選任された取締役
ファブリス・ギヨン	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
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

* 2025年2月20日現在、取締役全員が戦略委員会の委員でもある。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略の方針の指向性、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。

- ・フランスの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行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の方針の指向性
- ・公共サービス契約
- ・戦略契約、提携および重要なパートナーシップ
- ・研究開発方針
- ・当社および当グループが、EDFのレゾンデートルをそれらの戦略、それらの業務の運営管理ならびにその導入および実施を保証するよう構築された当グループ内の組織に反映する方法

2024年の活動

2024年において、戦略委員会は、特に以下の事項について検討した。

- ・「2035年目標」事業計画の提示
- ・NUWARDプロジェクト
- ・2025年から2027年の中期計画の主要な予想
- ・EDFの社会・経済中央委員会との協議のためのEDFの戦略の方針の指向性
- ・EDFグループの気候変動適応計画

同委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査または外部のアドバイザーと協議しなかった。

(ii) コミットメント委員会

構成員

以下の表は、2024年12月31日現在のコミットメント委員会の構成員を示している。

会議の回数	構成員	平均出席率	会議の平均時間	社外取締役の割合*
10回	4名	89.5%	1時間41分	75.0%

* 従業員を代表する取締役を除く。

コミットメント委員会の委員

フィリップ・プティコラン	委員長	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
ブルーノ・イーヴン(1)	委員	株主総会により任命された社外取締役
オーレリー・フリオネ	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	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役

(1) 2024年6月28日にコミットメント委員会に任命された取締役である。

任務

コミットメント委員会は、取締役会により2023年に設置された。コミットメント委員会の任務は、EDFまたはその子会社のいずれかが実施する外部的成長、事業売却、本業の成長および株式市場取引で、取締役会内部規則に規定された一定の基準を超えるものについて、取締役会に提出して承認を求める前に、取締役会に意見を提供することである。関連する場合、この業務は、リスクおよび監査委員会と共同で行われる。

コミットメント委員会はまた、特に戦略的に重要な場合には、会長兼最高経営責任者の要請で、取締役会内部規則に規定された一定の基準を超えていないこの種の取引およびコミットメントまたはその他の取引についても検討することができる。

2024年の活動

2024年において、コミットメント委員会は、特に以下の事項について検討した。

- ・ヒンクリー・ポイントCプロジェクトおよびその資金調達に関する進捗報告ならびに資産価値の見直し
- ・フランスにおけるEPR2建設プログラムの最新情報
- ・インディアナ州（米国）における太陽光発電プロジェクトの開発、建設および売却
- ・チェコ共和国におけるElektrárna Dukovany IIの入札募集に対する条件付き入札
- ・イタリアにおけるEdisonの規制されたガス貯蔵資産の売却

- ・ Elpedisonの売却案
- ・ 2024年から2026年の適用期間における処理および再利用契約の変更
- ・ EDF PEIによるコルシカ島南部のアジャクシオ自治市における発電所の建設プロジェクト
- ・ ニュージャージー州沿岸の風力発電（Atlantic Shores Offshore Wind）の入札に対する当グループの回答案
- ・ 地中海におけるA06浮体式風力タービンに対する入札募集
- ・ サイズウェルC従来型アイランドの買収案
- ・ フランスにおける新規の原子力発電所建設計画
- ・ 商業的方针および長期的な商品

同委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査または外部のアドバイザーと協議しなかった。

(iii) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2024年12月31日現在の原子力監視委員会の構成員を示している。

会議の回数	構成員	平均出席率	会議の平均時間
4回	5名	95.0%	2時間35分

原子力監視委員会の委員

ジル・ドゥノワイエル	委員長	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役
オーレリー・フリオネ	委員	従業員により選任された取締役
ファブリス・ギヨン	委員	従業員により選任された取締役
マリー・クリスティヌ・ルプティ	委員	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役
ミシェル・ルソー	委員	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役

任務

原子力監視委員会は、フランス環境法第D.594-16条に準拠しており、フランス環境法第L.594-1条に言及される原子力費用の資金調達の確保に関する事項を監視することを任務としており、これに関連して、原子力費用の見積りおよび引当金の設定に関する方針ならびにこれらの引当金を充当するため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を含む、取締役会が承認した原子力費用の資金調達の確保の方針が実施されていることを監視する。

同委員会は、フランス環境法第D.594-8条第3項に義務付けられている、原子力費用の見積りを管理し、特に原子力費用の見積りおよびそれらの暫定日程ならびに原子力費用の見積りに使用された方法および情報と原子力費用の資金調達の確保の方針との整合性について意見を述べることを任務とする、EDFの原子力費用評価管理機能の業務および結論に留意する（「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」を参照。）。

同委員会は、専用資産への投資の戦略的配分の決定および定期的な検討を監視する。同委員会は、監督機関に送付する前に、フランス環境法第L.594-4条に規定される3年ごとの報告書およびその注記の年次更新を検討する。

同委員会は、原子力費用の見積りおよび専用資産の管理に関する当社の内部統制システムの有効性を監視し、取締役会に提出して承認を求める前に内部統制に関する年次報告書について意見を述べる。

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（投資により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。

原子力監視委員会は、取締役会に任命された独立専門家により構成された原子力財務専門委員会の作業結果に支援されている（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年の任期で更新または任命された。ただし、辞任した構成員1名および残りの任期の後任として、CSENの意見を受け、2024年3月27日に取締役会により任命された構成員1名を除く。）。同委員会の任務は、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統治機関を支援することである。

2024年の活動

2024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。

- ・原子力引当金の対象および割引率、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ならびに関連リスクの監視
- ・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手引書に含まれる戦略的配分の実施ならびに取締役会に提出して承認を求める前の当該手引書の更新
- ・2024年の専用資産に関する資産負債管理（ALM）調査ならびに専用資産に対する気候リスクの影響およびこれらのリスク・リターン特性についての調査の結果
- ・2024年の専用資産の責任投資家の審査および2025年の行動計画の監視
- ・原子力費用の資金調達確保に係る3年ごとの報告書の2024年の更新文書および取締役会に提出して承認を求める前の内部統制に関する付属報告書
- ・原子力費用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（Cigéo）および活性化廃棄物安定化処理中間貯蔵施設（ICEDA）のプロジェクトの進捗（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業における課題－サイクルのバックエンド」を参照。）
- ・解体および廃棄物管理に対するデジタル技術の貢献
- ・特に監督機関（フランス気象エネルギー総局）、フランス会計検査院および原子力安全当局による内外の勧告のフォローアップ
- ・会計基準IAS第37号の改訂案

原子力監視委員会のすべての会議には法定監査人が出席する。

同委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査または外部のアドバイザーと協議しなかった。

(iv) 企業責任委員会

構成員

以下の表は、2024年12月31日現在の企業責任委員会の構成員を示している。

会議の回数	構成員	平均出席率	会議の平均時間	社外取締役の割合*
4回	7名	100.0%	1時間31分	33.3%

* 従業員を代表する取締役を除く。

企業責任委員会の委員

クレール・プディニ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
クリストフ・ベギネ	委員	従業員により選任された取締役
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	委員	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役
ジェラルド・ラコステ	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
セシル・ピショ	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	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役

任務

企業責任委員会は、当グループの戦略の観点において、当グループのコミットメントおよび方針を検討し、倫理、コンプライアンスおよび企業の社会的責任（CSR）の観点から、これらの実施を考慮する。同委員会は、特に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、リスクおよび監査委員会と合同で、非財務情報の作成および処理の過程について検討を行う（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。）。

企業責任委員会の任務の一環として、同委員会は、EDFのレゾンデートルに沿って、特に当社の警戒計画、当社および当グループの炭素軌道および気候変動適応計画、当社のCSRに関する複数年にわたる戦略的方針の指向性、この戦略を実行する方法、成果、当社の非財務格付および機関の選択、倫理・コンプライアンスの年次報告書、当社および当グループが無差別およ

多様性の方針を実施する方法、男女平等に関する方針ならびにEDFの調整役の年次報告書を検討し、取締役会に意見書を提出する。

同委員会は、社外の利害関係者との対話で指摘を受けた事項および注意点を考慮に入れている。

取締役会の気候責任者

当社は、2020年にEDFの取締役会において気候責任者を任命することで気候ガバナンスを強化した。取締役会内部規則は、取締役会で別段の決定がなされた場合を除き、当該職務は企業責任委員会委員長に帰属することを規定している。気候責任者は、EDFのレゾンデートルに沿って、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にかかる気候変動問題を考慮することを保証すること
- ・企業責任委員会が検討した後、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遂行に関連して、当グループが気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）による勧告ならびに／または気候ガバナンスならびに気候関連の問題および機会の通達に関する国際的な最良の慣行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するか理解すること

企業責任委員会は、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。

2024年の活動

2024年において、企業責任委員会は、主に以下の事項について検討した。

- ・2023年非財務実績報告書（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。）
- ・当グループの2023年の警戒計画およびその実施
- ・2023年の「My EDF group」調査の結果
- ・EDFグループの調整役の2023年報告書
- ・男女平等および給与の平等に関する方針の2023年の審査および成果
- ・当グループの安全衛生方針の2023年の審査および成果
- ・EDFの責任ある持続可能な調達の最新情報
- ・責任あるデジタル技術の最新情報
- ・EDFのレゾンデートルの導入および実施

同委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査または外部のアドバイザーと協議しなかった。

（v） 任命報酬およびガバナンス委員会

構成員

以下の表は、2024年12月31日現在の任命報酬およびガバナンス委員会の構成員を示している。

会議の回数	構成員	平均出席率	会議の平均時間	社外取締役の割合*
5回	4名	100.0%	1時間4分	66.7%

* 従業員を代表する取締役を除く。

任命報酬およびガバナンス委員会の委員

ナタリー・コラン(1)	委員長	株主総会により任命された社外取締役
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
セシル・ピショ	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	委員	フランス政府を代表する取締役

(1) 2024年6月28日以来、任命報酬およびガバナンス委員会の委員および委員長である。

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に述べる。同委員会は、取締役に関する多様性の方針およびその改定について、取締役会に提案する。同委員会は、当該方針の実施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交代（予期せぬ継承または任期が終了した場合）を事前に計画するため、継承計画が存在することを確実にする。会長兼最高経営責任者は、同委員会の当該任務に関する業務（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。

同委員会は、当社の無差別および多様性の方針の実施について取締役会に意見書を提出し、当社の経営機関（当社の場合、EDFの執行委員会を意味する。）内および執行役員内の男女比率の良い均衡を確実にする。

任命報酬およびガバナンス委員会は、報酬に関して、会長兼最高経営責任者の報酬のすべての構成要素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し、会長兼最高経営責任者の年間報酬の総額は450,000ユーロの制限を超えてはならないと規定している。同委員会は、当グループの執行委員会および上級執行役員の報酬方針ならびに株主総会が設定した取締役の任務の対価として取締役に支払われる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AFEP-MEDEF規約によるガバナンスの原則および規則が当社の統治機関に適用されることを保証する。同委員会は、取締役会の機能もしくは権限の変化または取締役内部規則に関して提言することができる。任命報酬およびガバナンス委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能の審査を行い、3年に1回独立した外部コンサルタントが実施する正式な審査を監督する。同委員会は、毎年、AFEP-MEDEF規約の独立性の基準に照らして取締役の個々の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。リスクおよび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に関する状況について検討し、意見書を提出し、また、かかる状況について取締役会に報告する。

2024年の活動

2024年において、任命報酬およびガバナンス委員会は、特に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金額ならびに役員の報酬方針に関する提案
- ・EDFの執行役員の報酬方針、その実施および調整
- ・AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に関する取締役の個々の状況
- ・2023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
- ・取締役の候補の検討および取締役の独立性の審査
- ・2024年6月11日の株主総会に提出される取締役の報酬パッケージの分配の決定および方法
- ・執行役員に関する「アンビション・ミクステ（*Ambition Mixité*）」男女平等計画の当グループ内における実施
- ・2022年11月23日付「取締役会における女性登用」指令を置き換えた2024年10月15日付政令第2024-934号への当社の遵守に関する最新情報
- ・2024年の取締役会およびその委員会の機能に関する独立コンサルタントによる外部審査の結果の検討

同委員会はまた、名誉会長が利用可能な資源に対する変更を検討した。取締役会の決定により授与されるこの名誉称号により、当社は、社外のものでありかつその特殊性の優れた専門家である元会長兼最高経営責任者とのつながりを維持することができ、彼らの経験およびEDFが直面している具体的な課題を説明する能力の恩恵を受けることができる（2025年3月27日現在、名誉会長は、ピエール・ガドネックス（2009年11月23日の取締役会で決定された。）、アンリ・プログリオ（2014年11月23日の取締役会で決定された。）および名誉会長に与えられる物的資源の恩恵を受ける唯一の人物であるジャン・ベルナル・レヴィ（2022年11月18日の取締役会で決定され、2022年11月23日に有効となった。）である）。名誉会長は、当社のガバナンスにおいていかなる権利も付与されず、また名誉会長は取締役会およびその委員会の会議に出席しない。

同委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査を求めなかった。

(vi) 取締役会の委員会の合同会議

サステナビリティ情報の検討を目的とした企業責任委員会ならびにリスクおよび監査委員会の合同会議

取締役会内部規則に従い、企業責任委員会ならびにリスクおよび監査委員会は、合同で、非財務情報の作成および処理の過程、特に2024年まで経営報告書に含まれていた非財務実績報告書を構成する項目について検討を行う。

これに関連して、当該委員会は、この情報の整合性を確保するための勧告を行い、当社の非財務実績に関連する情報を検証する責任を有する独立した第三者と協議する。

CSRD指令の規定の適用の一環として、これまでの委員会の作業に従い、サステナビリティ情報の作成および統制に関連する問題を監督することを、財務および非財務問題に関してそれぞれの取締役が有する専門知識を活用するために合同で会議を行う企業責任委員会ならびにリスクおよび監査委員会に委託することが決定された（「第5 3（1）③（iv）企業責任委員会」および「第5 3（3）①リスクおよび監査委員会」を参照。）。

したがって、フランス商法第L.821-67条に従い、これらの委員会の合同会議は、以下の事項について検討することができた。

- ・サステナビリティ情報の作成の過程の監督および公表すべき情報を決定することを可能にした実施過程の監督
- ・サステナビリティ情報の作成および処理に関連する手続に関する内部統制およびリスク管理システムの有効性の監督ならびに（該当する場合は）内部監査
- ・サステナビリティ情報の認証の監督

当該委員会は、サステナビリティ情報の認証業務を行う者に要求される独立性の条件を遵守していることを保証し、その業務の実績、サステナビリティ情報の認証業務の結果およびそれらの業務がサステナビリティ情報の整合性にどのように寄与したかについて、取締役会に定期的に報告できた。

2024年の活動

コミットメント委員会ならびにリスクおよび監査委員会の合同会議

フランス商法第L.821-67条に従い、2024年のこれらの委員会の合同会議は、CSRDのサステナビリティ指令の実施について検討することに焦点を当てた。より具体的には以下の事項についてである。

- ・欧州タクソノミが適用される2023年報告書
- ・二重の重要課題の処理およびEDFグループのCSR目標設定の過程の決定
- ・連結サステナビリティ情報の認証を行う法定監査人の任命
- ・当グループにおけるCSRDの実施に関する進捗報告書およびOTIが実施した検証計画
- ・サステナビリティ情報の作成および処理に関連する手続に関する内部統制およびリスク管理システムの有効性の監督ならびに（該当する場合は）内部監査
- ・サステナビリティ情報の認証の監督

会議の回数	参加者	平均出席率	会議の平均時間
3回	12名	97.2%	1時間45分

2024年の活動

取締役会内部規則に従い、リスクおよび監査委員会ならびにコミットメント委員会の合同会議も、2024年に開催された。これにより取締役は、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトおよびその資金調達に関する進捗報告書を検討することができた。

会議の回数	参加者	平均出席率	会議の平均時間
1回	9名	88.9%	2時間

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小および現行の諸問題について検討し、経営目標および経営成績を監視し、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、当グループの最大の投資およびコミットメントを承認する（当該取組みは、特に地域および環境に大きな影響を与える60百万ユーロ超の投資を伴う新規プロジェクトに関連している）。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。

2025年3月27日現在、執行委員会は、執行役員13名および秘書役1名で構成されていた。

（2）【役員の状況】

(2025年6月20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
8	9	52.94%

① 取締役会の構成員および機能

(i) 取締役会の構成員

2014年8月20日付政令第2014-948号の第4条および第6条に基づきEDFは、株主総会で任命された取締役（そのうちの一部は政府の提案により選任された取締役）、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日付法律第83-675号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を代表する取締役の選任および地位は、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部の第二章および第三章に規定されているものと同様の規定に従う。）。

本書提出日現在、取締役会は、以下の17名の取締役で構成されている。

- ・株主総会により任命された取締役10名（フランス政府により提案された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）、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、助言を行う。

2024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および事象が発生した（取締役の個別の情報については後述する。）。

名、姓	取締役／分類	事象	発生日
コレット・ルウィネ	株主総会により任命された取締役	退任	2024年6月11日
ブルーノ・イーヴン	株主総会により任命された取締役	任命	2024年6月11日
リュック・レモン	会長兼最高経営責任者	任期満了	2025年5月5日
ベルナール・フォンタナ	会長兼最高経営責任者	リュック・レモン氏の後任として任命	2025年5月7日
ナタリー・コラン	株主総会により任命された取締役	任期の更新	2025年5月5日
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	任期の更新	2025年5月5日
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	任期満了	2025年5月5日
ヴァレリー・ブロス	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏の後任として任命	2025年6月5日
ミシェル・ルソー	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	任期満了	2025年5月5日
カトリーヌ・ラニョー	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	ミシェル・ルソー氏の後任として任命	2025年5月5日
ブルーノ・クレメル	株主総会により任命された取締役	退任	2025年5月5日

コレット・ルウィネ氏は、2024年6月11日に開催された株主総会終了を以って取締役を辞任する意向を表明していたため、取締役会は任命報酬およびガバナンス委員会の助言に基づき、2024年6月10日に開催された取締役会において、ブルーノ・イーヴン氏を社外取締役として3年の任期で選任することを株主総会に提案する旨、決定した。通常、取締役の法定任期は4年だが、取締役会の期差による更新を維持するため、例外が適用された（「第5 3（1）②（i）取締役の在任期間－取締役会の期差による更新」を参照。）。

リュック・レモン氏、ナタリー・コラン氏、デルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏およびミシェル・ルソー氏の任期は、2024年12月31日に終了した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に満了した。取締役会の提案により、任命報酬およびガバナンス委員会と協議の上、取締役の選任および／または任期更新を承認するための株主総会が招集された。

多様化政策

取締役会および統治機関における女性

フランス商法第L.225-18-1条、2014年8月20日付政令および2024年10月15日付政令第2024-934号に従い、EDFは、取締役会および監査役会におけるジェンダー比率の均衡に関する規則に服している。当社は取締役会における男女の比率がそれぞれ40%以上となるようにしなければならない。

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3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、全体の取締役の52.94%である。

統治機関および上級幹部のジェンダー多様性に関する方針

AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、2020年12月16日に、取締役会は、当社に適用される経営機関のジェンダー多様性に関する方針を決定し、これにより、執行委員会が採択した当グループのジェンダー多様化計画（アンビション・ミクステ（*Ambition Mixité*）計画）の目標（2021年、EDFの執行委員会は、当社全体（従業員、経営陣および統治機関）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。）が設定された。また、これには経営委員会および役員レベルの役職に関する女性管理職の「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含まれる。

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年までに経営委員会の30%が女性であること。この目標は達成され、経営委員会の女性の割合は33.6%（2023年末と比較して+1.8ポイント）となった。
- ・2025年までに当社の執行役員および将来の執行役員の30%が女性であること。この目標は2023年12月31日までに達成され、執行役員および将来の執行役員の女性の割合は32%となった。EDFは現在、将来のリーダー候補者の多様性を監視するために個別の指標を用いていることを留意されたい。これは、より包括的な方針に移行するために、「将来の執行役員」や「人材」という用語は人材管理方針の発展において使用されなくなったことを念頭に置いている。2024年12月31日現在、将来のリーダー候補者に占める女性の割合は、当社全体で36%であった。

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が提出されたら、当該方針につき達成した目標について評価している（「第5 3（1）③（iv）企業責任委員会」を参照。）。

今年度、当該委員会および取締役会は、2024年10月8日および2024年11月7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証し、当社のかかる方針の実施状況につき留意した。

2024年12月31日現在、当グループ全体のEDFの執行役員における女性の割合は26.7%、経営委員会における女性の割合は33%、上級管理職における女性の割合は29.5%、また従業員全体における女性の割合は26.4%となっている。さらに、2024年末現在、将来のリーダー候補者に占める女性の割合はグループ全体で38%となった。

任命報酬およびガバナンス委員会は2024年11月28日の会議において、2021年に既に強化された当グループのジェンダー多様化目標であるアンビション・ミクステ（*Ambition Mixité*）計画において設定された目標の更新についての報告を受けた。

フランスのリクサン法に基づく義務

2022年4月26日付法律第2022-680号により補完された、2021年12月24日付フランス法第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、上級管理職および業務執行管理者（当社においてはEDFの執行委員会を意味する。）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。

これらの義務は、EDF SAおよび当グループのフランス子会社にも適用されるものとする。

2024年12月31日現在、EDF SAは以下のとおりである。

- ・執行役員の27.5%が女性（2023年末は26.5%）
- ・統治機関（執行委員会）の構成員の23%が女性

当グループにおける執行役員の多様性に係る目標は、リクサン法に沿って見直された。その結果、2030年末までに執行役員に占める女性の割合を40%とする目標を当グループ全体に拡大することが決定された。これは、より野心的な目標である。

管理職およびリーダー候補者における多様性および平等性は、当グループの変革に不可欠な要素であるため、EDFは2024年に目標を達成するための行動計画を強化した。

その他多様性の基準

取締役会は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、取締役会の構成員および取締役会の委員会の構成における望ましいバランスを定期的に再検討する。取締役会は、年齢、ジェンダー・バランスまたは専門的な資格および経験等の基準に基づき、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と協議の上、取締役会は、2019年2月14日の会議において当グループの戦略を考慮した多様化政策を定めた。かかる政策には、当グループの課題に適合するスキルおよび経験を有する人材を探すことが含まれる。

かかる政策は、2021年の年次株主総会の終了時に複数の取締役の任期が満了したことを背景に、また、2020年末に実施された取締役会の外部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。

それ以降、取締役が退任するまたはその任期を更新する度、任命報酬およびガバナンス委員会は、取締役候補者の年齢、性別のバランス、職務経験、プロフィールの相補性および取締役会における社外取締役の割合を維持するという観点から望ましい構成を考慮して、候補者を審査する。かかる割合は、AFEP-MEDEF規約が支配株主を持つ企業に対して推奨する取締役の3分の1以上と定義される(「第5 3 (1) ③ (v) 任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。)。

取締役会の構成員は、取締役会およびその委員会に関する評価の際に、取締役会の構成に対する評価および彼らの要望について意見を求められる。例えば、2024年に実施された直近の外部評価では、2023年の内部評価においてなされた提案に従い、2024年に産業界に強い取締役を新たに任命したことは、取締役により歓迎されたことを示した(「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。)。

取締役にに関する情報

以下の表は、本書提出日現在の取締役に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						任命報酬およびガバナンス委員会
	年齢	性別	国籍	上場企業における役職の数	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)	戦略委員会	リスクおよび監査委員会	コミットメント委員会	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	55	男性	フランス	1		2022年 11月18日	2025年 株主総会	2.33	C						
ナタリー・コラ ^{**}	60	女性	フランス	0	▲	2021年 7月22日	2025年 株主総会(2)	3.5		■	■			C	
ブルーノ・クレメル ^{***}	59	男性	フランス	0	▲	2019年 5月16日	2027年 株主総会(1)	5.67		■					
ブルーノ・イーヴン	57	男性	フランス	0	▲	2024年 6月11日	2027年 株主総会	<1			■				
クレール・ブディニ	59	女性	フランス	0	▲	2016年 5月12日	2027年 株主総会	8.68					C	■	
フィリップ・ブティコラン	72	男性	フランス	2	▲	2019年 5月16日	2027年 株主総会	5.67	■	■	C				
フランス政府の提案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	65	女性	フランス	0		2022年 11月28日	2027年 株主総会	2.25	■						
ジル・ドゥノワイエル	70	男性	フランス	0		2019年 5月16日	2027年 株主総会	5.67				C			
マリー・クリスティーヌ・ルプティ ^{****}	63	女性	フランス	0		2012年 5月7日	2025年 株主総会	12.69		C	■	■			
ミシェル・ルソー ^{*****}	67	女性	フランス	0		2016年 9月30日	2025年 株主総会	8.29				■	■		
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン ^{*****}	56	女性	フランス	1		2022年 5月12日	2025年 株主総会	2.83					■		
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	48	男性	フランス	2		2022年 9月23日	2026年 11月20日	2.42	■					■	
従業員により選任された取締役															
クリストフ・ベギネ	59	男性	フランス	0		2023年 11月23日	2027年 11月22日	1.25	■	■			■		

オーレリー・フ リオネ	47	女性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	1.25	■		■	■
ファブリス・ギ ヨン	51	男性	フランス	0	2023年 2月16日	2027年 11月22日	2.08	■	■		■
ジェラルド・ラ コステ	48	男性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	1.25		■		■
サンドリーヌ・ レンリー	50	女性	フランス	0	2021年 7月28日	2027年 11月22日	3.5	■	■		■
セシル・ピ ショ	50	女性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	1.25			■	■

＊ ベルナール・フォンタナ氏は、リュック・レモン氏の後任として、2025年5月7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。ベルナール・フォンタナ氏は、リュック・レモン氏の後任として、戦略委員会の委員長にも任命された。

＊＊ ナタリー・コラン氏は、2024年6月28日に任命報酬およびガバナンス委員会の委員長に任命された。ナタリー・コラン氏の取締役としての任期は4年間更新され、2028年12月31日に終了する年度の財務書類を承認するために招集される株主総会の終了時に満了するものとする。

＊＊＊ ブルーノ・クレメル氏は、2025年5月5日付で取締役役を退任し、リスクおよび監査委員会の委員も辞任した。

＊＊＊＊ ヴァレリー・ブロス氏は、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏の後任として、2025年6月5日付で取締役役に任命された。ヴァレリー・ブロス氏の任期は、2028年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会の終了時までの4年間とする。

＊＊＊＊＊ カトリーヌ・ラニョー氏は、ミシェル・ルソー氏の後任として取締役役に任命された。カトリーヌ・ラニョー氏の任期は、2028年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会の終了時までの4年間とする。

＊＊＊＊＊＊ デルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏の取締役としての任期は4年間更新され、2028年12月31日に終了する年度の財務書類を承認するために招集される株主総会の終了時に満了するものとする。

(1) 2027年株主総会：2026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総会。

(2) 2025年株主総会：2024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総会。

■：委員会の委員

C：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命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

ベルナール・フォンタナ（64歳）	
会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	ベルナール・フォンタナ氏は、パリの国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）および国立先端技術学校（ <i>Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées</i> ）のエンジニアリングの学位を持つ。同氏は、化学品（SNPE）、鉄鋼（ArcelorMittalおよびAPERAM）および建設資材（Holcim）の分野でキャリアを開始した。同氏は、APERAMの最高経営責任者を務めた後、2012年2月1日にHolcimの最高経営責任者に任命された。ベルナール・フォンタナ氏は、2015年9月1日にAREVA NPの最高経営責任者代理に、その後2016年7月1日にFramatome（旧AREVA NP）の業務執行委員会の委員長および最高経営責任者に任命された。同氏はまた、ThalesおよびSSABの取締役であり、GIFEN Servicesの最高経営責任者を4年間務めた後、同社の取締役も務めている。また、2018年の創設以来、フランス原子力産業協会（GIFEN）の理事会のメンバーも務めている。また、フランスの原子力安全の透明性と情報に関する高等委員会（HCTISN）のメンバーでもある。ベルナール・フォンタナ氏は、2024年4月1日に当社の産業およびサービス部門担当のグループ執行副社長に任命され、また、2024年10月からはArabelle Solutionsの会長を務めている。ベルナール・フォンタナ氏は、2025年5月7日より当社の取締役および会長兼最高経営責任者に就任している。
取締役に任命された日 2025年5月5日	
任期満了日 2028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定時株主総会	
その他の役職 戦略委員会委員長	
国籍 フランス	
専門分野 ・経営幹部 ・ガバナンス ・産業	現在のその他の役職 当グループにおける主要な役職 ・ EDF会長兼最高経営責任者 ・ Arabelle Solutions会長兼最高経営責任者 社外における主要な役職 ・ Thales取締役 ・ SSAB取締役（スウェーデン） 過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職 ・ AREVA NP執行副社長

(1) ベルナール・フォンタナ氏は、2025年5月7日付フランス共和国大統領令に基づき、EDFの会長兼最高経営責任者に任命された。

ナタリー・コラン（60歳）			
株主総会により任命された取締役	ナタリー・コラン氏は、パンテオン・アサス（パリ第2）大学（ <i>Panthéon-Assas Paris 2 University</i> ）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就任し、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年までフランスの日刊紙である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（ <i>Conseil économique social et environnement</i> ）およびフランス国民デジタル評議会（ <i>Conseil national du numérique</i> ）の委員を2021年まで務めた。同氏はGeopostおよびCNP Assurancesの取締役ならびにフランス国立情報学自動制御研究所（INRIA）の理事を務めている。		
取締役会に任命された日 2021年7月22日			
直近の任期更新日 2025年5月5日			
任期満了日 2028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の委員長、リスクおよび監査委員会ならびにコミットメント委員会の委員	現在のその他の役職 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		
国籍 フランス			
専門分野 ・ 経営幹部 ・ CSR／ガバナンス ・ デジタル／デジタル・インテリジェンス	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
	取締役	CNP Assurances	フランス
	理事	フランス国立情報学自動制御研究所（INRIA）	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 ・ La Banque Postale取締役（フランス） ・ Mediapost運営委員会の委員（フランス）		

ジル・ドゥノワイエル（70歳）

フランス政府の提案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

直近の任期更新日

2023年6月28日

任期満了日

2026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

原子力監視委員会委員長

国籍

フランス

専門分野

・銀行／財務

・幹部公務員

・CSR／ガバナンス

パリ国立高等鉱業学校（Mines ParisTech）のエンジニアリング・スクールを卒業し、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年に取締役および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2016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。また、同氏は、Rothschild & Cieの監査役を2020年5月から2023年12月まで務め、2018年5月からDexiaおよびDexia Holdingの取締役会会長に就任しており、Memo Bankの監査役を2018年1月から務めている。また、Institut Aspen Franceの取締役も務めている。

現在のその他の役職

社外における主要な役職

・DexiaおよびDexia Holdingの取締役会会長

職務／役職	所属	国
取締役会会長	Dexia Holding	ベルギー
取締役会会長	Dexia	フランス
監査役	Memo Bank	フランス
取締役	Institut Aspen France	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

・Rothschild & Cieの監査役（フランス）

アンヌ・マリー・デコート (65歳)			
フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	高等師範学校 (<i>École Normale Supérieure</i>) 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、ドイツ語教師の上級資格も持ち、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1987年から1990年まで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、フランスの欧州問題担当大臣であるピエール・モスコヴィッシ氏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、同氏は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の称号を与えられた。アンヌ・マリー・デコート氏は、2022年からその他の役職とともにOranoの取締役、国立国務学院 (INSP) およびInstitut Françaisの理事を務め、シンクタンクである欧州外交評議会 (ECFR) およびドイツのMarshall Fundの構成員である。		
取締役会に任命された日	2022年11月28日		
直近の任期更新日	2023年6月28日		
任期満了日	2026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総会		
その他の役職	戦略委員会の委員		
国籍	フランス		
現在のその他の役職	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		
専門分野	職務／役職	所属	国
・戦略分析	取締役	Orano	フランス
・国際およびEU関係	理事	国家安全保障機関 (<i>Agence nationale des titres securises</i>)	フランス
・影響力外交	理事	国立国務学院 (INSP)	フランス
	理事	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 (<i>Institut des hautes études de défense nationale</i>)	フランス
	理事	アラブ世界研究所	フランス
	取締役	France médias monde	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			
・France Education International取締役会会長 (フランス)			

ブルーノ・イーヴン（57歳）			
株主総会により任命された取締役	国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）の卒業生であり、国立宇宙航空学校（ISAE-SUPAERO）で航空宇宙学の修士号を取得したブルーノ・イーヴン氏は1992年に国防省に入省し、ヘリオス探査機の宇宙分野の開発に携わった。1997年にはフランス外務省の戦略問題・安全保障・軍縮局長の技術顧問に就任した。1999年にSafran Groupに入社し、Helicopter Engines（旧Turbomeca）で複数の管理職を歴任した後、2013年にSafran Electronics & Defense（旧Sagem）の、また、2015年にSafran Helicopter Enginesの最高経営責任者に任命された。同氏はまた、2018年4月より、Airbus Helicoptersの最高経営責任者およびAirbus Groupの執行委員会の委員を務めている。		
取締役会に任命された日 2024年6月11日			
任期満了日 2026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	現在のその他の役職		
	社外における主要な役職		
その他の役職 該当なし	・ Airbus Helicopters最高経営責任者およびAirbus Group執行委員会委員		
国籍 フランス	職務／役職	所属	国
	最高経営責任者	Airbus Helicopters	フランス
専門分野 ・ 産業 ・ 経営幹部 ・ 国際戦略	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		

デルフィーヌ・ジェニー・ステファン（56歳）			
フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）および国立土木学校（ <i>École Nationale des Ponts et Chaussées</i> ）出身のエンジニアで、コレージュ・デ・アンジェニウール（ <i>Collège des ingénieurs</i> ）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年に同氏は国家保有株式庁に入職し、複数の上場企業の実業取締役を務めた。2005年に同氏はSaint-Gobainグループ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資材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およびEagle Genomicsの実業取締役、GENEO Partenaires SASの運営委員会および任務遂行委員会の委員、（Saurグループの親会社である）Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SASの監督委員会の委員でもある。		
取締役会に任命された日 2022年5月12日	現在のその他の役職 社外における主要な役職 ・コンサルタント		
直近の任期更新日 2025年5月5日			
任期満了日 2028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			
国籍 フランス			
専門分野 ・産業 ・戦略 ・CSR／ガバナンス			
	職務／役職	所属	国
	取締役	Thales	フランス
	取締役	Eagle Genomics	英国
	監督役会の監査役	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	フランス
	運営委員会の委員および任務遂行委員会の委員長	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

カトリーヌ・ラニョー（43歳）	
フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	カトリーヌ・ラニョー氏はパリ高等師範学校（ <i>École Normale Supérieure</i> ）の卒業生であり、金融に応用される数学の学位を取得後、パリ国立高等鉱業学校（ <i>École des Mines de Paris</i> ）で経営および行政学の研修を受けた。同氏は、2007年にロレーヌ地方地域産業・研究・環境局（DRIRE）に入局し、産業開発および技術部門を担当した。
取締役会に任命された日 2025年5月5日	2010年、ロレーヌ地方の地域圏企業・競争・消費・労働・雇用局（DIRECCTE）の地域局長代理に任命された。2012年に同局を離れ、国立高等鉱業学校アレス校（ <i>École des Mines d'Alès</i> ）の副理事に就任した。2017年から2023年までカトリーヌ・ラニョー氏は、パリ国立高等鉱業学校の副理事を務めた。また同氏は、経済・財務省の経済審議会に入り、国立高等鉱業学校の卒業生のキャリア管理を担当しつつ、産業大臣のETI（中堅企業担当）大使も務める。カトリーヌ・ラニョー氏はまた、2020年に提出された <i>Haute Fonction Publique</i> （高級官僚）に関する報告書の起草にも関与した。さらに同氏は、2023年までBpiFranceの取締役を務めた。また2023年9月1日からフランス地質・鉱山研究所（BRGM）の所長を務めている。カトリーヌ・ラニョー氏は、2025年5月からEDFの取締役を務めている。
任期満了日 2028年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会	
その他の役職 該当なし	
現在のその他の役職	
国籍 フランス	社外における主要な役職 ・フランス地質・鉱山研究所（BRGM）所長
専門分野 ・産業 ・気候／環境 ・財務	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

クレール・プディニ（59歳）				
株主総会により任命された取締役	最高峰のビジネス・スクールであるHEC経営大学院を卒業し、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、経営担当としてTotalに入社。1991年にニューヨーク証券取引所におけるTotalのIPOおよび上場担当部長になり、1992年には財務コミュニケーション担当部長、1994年に広報担当部長および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、Saint-Gobainの人事部・企業の社会的責任担当上級副部長に就いている。			
取締役会に任命された日 2016年5月12日				
直近の任期更新日 2023年6月28日				
任期満了日 2026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	現在のその他の役職			
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	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			
国籍 フランス				
専門分野 ・ 人事 ・ 気候／環境 ・ コミュニケーション／インベスター・リレーションズ	職務／役職	所属	国	
	最高経営責任者代理	Saint-Gobain	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				

フィリップ・プティコラン (72歳)

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

直近の任期更新日
2023年6月28日

任期満了日
2026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
コミットメント委員会委員長、戦略委員会ならびにリスクおよび監査委員会の委員

フィリップ・プティコラン氏は数学科を卒業し、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。同氏は、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月には同社の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を務めた。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、かかる役職を2020年12月31日まで務めた。また、同氏は同日に、欧州航空宇宙防衛企業協会（ASD）の理事に就任した。同氏は現在、Alstomの取締役会会長、Diot-Siaciの監査役会会長ならびにPernod Ricardの取締役を務めている。

国籍
フランス

現在のその他の役職
社外における主要な役職
・会社取締役

専門分野
・経営幹部
・産業
・国際戦略

職務／役職	所属	国	
取締役会会長	Alstom	フランス	L
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
・Safran取締役兼最高経営責任者（フランス）
・Suez取締役（フランス）
・KNDS取締役（オランダ）
・Belcan Corporation取締役（米国）

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ヴァレリー・ブロス（55歳）	
フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役	かつて国立行政学院（ENA）で学び、HEC経営大学院およびパリ政治学院（IEP）を卒業したヴァレリー・ブロス氏は、パリ第1パンテオン・ソルボンヌ大学で法学士号を、また、パリ第11（パリ南）大学（ソー）で国際税務の修士号を取得した。
取締役会に任命された日 2025年6月5日	同氏は、1996年から2000年まで経済・財務省の財務部でキャリアを開始し、その後、2000年から2005年まで、官庁舎やブリュッセルの欧州連合フランス政府代表部で様々な顧問職を歴任した。2006年から2010年まで、経済および金融情勢担当参事官およびファイナンシャル・ミッション責任者を務めた。
任期満了日 2028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	2010年から2014年まで会計検査院の主任検査官を務め、2014年にEnedisのコンセッションおよび地域事業部門担当部長に就任し、2018年にはFramatomeの経営統合を担当するEDF SAのグループ取締役となった。2019年から2024年まで同氏は、OPMobility（旧Plastic Omnium）の事務局長、ジェネラル・カウンセルおよびコンプライアンス担当部長を務めた。2024年10月から12月まで首相官邸で副長官を務め、その後、2024年12月から2025年5月まで会計検査院の上級顧問を務めた。
その他の役職 該当なし	ヴァレリー・ブロス氏は、2025年6月1日からBurelleの書記長およびSofiparcの業務執行取締役を務めている。同氏はまた、国立高等研究所の監査役、空軍予備大佐およびJanson de Sailly財団の理事でもある。同氏は、2025年6月5日からEDFの取締役を務めている。
国籍 フランス	
専門分野 ・国際およびEU関係 ・経営幹部 ・財務	現在のその他の役職 社外における主要な役職 ・ Burelle書記長 ・ Sofiparcの執行取締役
	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（48歳）	
フランス政府を代表する取締役	パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）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企業財務および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の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、国家保有株式庁（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、国家保有株式庁担当委員に任命され、2022年9月から同委員会の委員長を務めている。また、同氏は、Bpifrance、Renault、SNCFおよびThalesの取締役も務めている。
取締役に任命された日 2022年9月23日	
直近の任期更新日 2022年11月21日	
任期満了日 2026年11月20日	
その他の役職 戦略委員会ならびに任命報酬およびガバナンス委員会の委員	現在のその他の役職 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
国籍 フランス	職務／役職 所属 国
	取締役 Renault フランス L
	取締役 SNCF フランス
専門分野 ・幹部公務員	取締役 Thales フランス L
・財務／会計監査／M&A	取締役 Bpifrance フランス
・ガバナンス	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

クリストフ・ベギネ（59歳）			
従業員により選任された取締役	クリストフ・ベギネ氏は、国立核科学技術研究所（ <i>Institut national des sciences et techniques du nucléaire</i> ）およびグルノーブル国立高等物理学校（ <i>École nationale supérieure de physique de Grenoble</i> ）を卒業。同氏は、1991年に原子力産業における研究開発のキャリアを開始した。その後、生産者の送電網の分離に関する欧州初のエネルギー政策の施行に貢献した。その後、EDF GDFのサービス部門に加わり、1999年には戦略部門で発展するインターネットへの対応に携わった。2001年、顧客部門に異動し、EDFの企業向け市場開拓と個人向け市場開拓の準備に携わった。2013年にサントル・ヴァル・ド・ロワール、ポワトゥー・シャラントおよびリムーザン地域の中小企業営業部長を務めた後、Enedisに入社し、2017年から2022年まで従業員を代表する監査役を務めた。クリストフ・ベギネ氏はまた、モンペリエ大学のエネルギー経済学修士課程の講師も務めている。同氏はCFDT労働組合の推薦を受けている。		
取締役会に任命された日	2023年11月23日		
任期満了日	2027年11月22日		
その他の役職	現在のその他の役職		
戦略委員会、リスクおよび監査委員会ならびに企業責任委員会の委員	当グループにおける主要な役職		
	・ Enedisの人材管理ダイナミクス部プロジェクト・マネージャー		
国籍	フランス		
専門分野	職務／役職	所属	国
・ エネルギー／原子力／戦略	理事	グルノーブル工科大学（ <i>institut polytechnique de Grenoble</i> ）理事会	フランス
・ 気候／環境	理事	欧州連合、代表事務所	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			
・ Enedisの従業員を代表する監査役（フランス）			

オーレリー・フリオネ（47歳）		
従業員により選任された取締役	リヨンにある国立応用科学院（ <i>Institut national des sciences appliquées</i> ）（INSA）の工学部を卒業し、土木工学の大学院過程を修了した。オーレリー・フリオネ氏は、2000年、Vivendi Groupの子会社であるOTVで飲料水および廃水処理施設の建設を担当するエンジニアとしてキャリアを開始した。2001年、同氏はEDFの国立発電設備センター（CNEPE）にプロジェクト・エンジニアとして加入し、1999年の暴風雨後に実施された原子力発電所全体の安全審査に携わった。同氏はまた、2005年に国立原子力設備センター（CNEN）に入社し、その後、フランスおよび英国のEPRプロジェクトで土木工学および原子力安全の分野で設計担当エンジニアおよび管理エンジニアを歴任した。2015年、同氏は当グループの戦略部門に加入し、原子力、水力および化石燃料火力発電に関する戦略研究の業務を担った。2021年以降、原子力発電および火力発電部門のプロジェクト・マネージャーとして、長期的な気候変動に対する発電設備の回復力と適応に取り組んでいる。同氏はCFE-CGC労働組合の推薦を受けている。	
取締役会に任命された日 2023年11月23日		
任期満了日 2027年11月22日		
その他の役職 戦略委員会、コミットメント委員会および原子力監視委員会の委員	現在のその他の役職 当グループにおける主要な役職 ・ EDFの原子力発電および火力発電部門のプロジェクト・マネージャー	
国籍 フランス		
専門分野 ・ エネルギー／原子力 ・ 戦略 ・ 気候／環境	職務／役職	所属 国
	取締役	Groupe Immobilière 3F 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（51歳）		
従業員により選任された取締役	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年にシノン原子力発電所の管理部門の研修生としてEDFに入社し、そのキャリアを開始した。1994年から2012年まで、同氏は、シノン原子力発電所の運転部門で、オペレーター、原子炉オペレーター、ロックアウト／タグアウト担当者、技術マネージャーおよび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、フランスのグループ労使協議会のコーディネーターおよびEDFの原子力発電および火力発電部門のコーディネーターを務めた。同氏はまた、EU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、シノン発電所のCNPEで地域活動を担当している。ファブリス・ギヨン氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。	
取締役会に任命された日 2023年2月16日		
直近の任期更新日 2023年11月23日		
任期満了日 2027年11月22日	現在のその他の役職	
その他の役職 戦略委員会、リスクおよび監査委員会ならびに原子力監視委員会の委員	当グループにおける主要な役職 ・ EDFのシノン原子力発電所のCNPEの地域活動担当役員	
国籍 フランス	職務／役職	所属
	該当なし	
専門分野 ・ エネルギー／原子力 ・ CSR／社会的構成要素 ・ 株主関係		
	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	

ジェラルール・ラコステ（48歳）	
従業員により選任された取締役	商業活動の上級技術者免状（BTS）を保有するジェラルール・ラコステ氏は1998年にEDF-Gaz de France Servicesの顧客部門で自らのキャリアを開始した。同氏は、2003年に会計監査を専門として経営専門高等教育大学（ <i>École supérieure de gestion</i> ）を卒業し、EDFのグループ購買部に加入し、財務および経営分野で様々な役職を歴任した。2016年から従業員代表として選任され、同氏は2019年に、社会経済委員会の書記長、フランスのグループ労使協議会のCFE-CGC組合のコーディネーターおよび欧州労使協議会の議員として、労働組合でのキャリアをEDF本社で継続させた。同氏は2019年から2023年までCFE-CGC Energiesの連邦チームの一員だった。ジェラルール・ラコステ氏は、2024年2月から、EDFグループのコミュニケーション部門で運営およびサポートを担当している。
取締役会に任命された日 2023年11月23日	ジェラルール・ラコステ氏は、CFE-CGC労働組合の推薦を受けている。
任期満了日 2027年11月22日	
その他の役職	
リスクおよび監査委員会 ならびに企業責任委員会 の委員	現在のその他の役職 当グループにおける主要な役職 ・ EDFのグループ・コミュニケーション部門の運営およびサポート担当役員
国籍 フランス	職務／役職 所属 国
	該当なし
専門分野 ・ エネルギー／原子力 ・ 財務／会計監査 ・ CSR／社会的構成要素	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

サンドリーヌ・レンリー（50歳）		
従業員により選任された取締役	フランス国立工芸院（CNAM）を卒業し、ソルボンヌ・ビジネス・スクールにおいて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部門）におけるキャリアをEDF Gaz de France Distributionの顧客サービスで開始した。同氏は2014年から2017年まで全国F0（労働の力）同盟の全国エネルギー鉱山同盟の経営チームの一員として、IEG部門の社会的対話を担当した。その後2017年から2020年までF0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部門においてプロジェクト・マネージャーを務めたことから、現在は、原子力発電および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。サンドリーヌ・レンリー氏は、F0同盟の推薦を受けている。	
取締役会に任命された日 2021年7月28日		
直近の任期更新日 2023年11月23日		
任期満了日 2027年11月22日	現在のその他の役職	
	当グループにおける主要な役職	
その他の役職 戦略委員会、リスクおよび監査委員会ならびに企業責任委員会の委員	・ EDFの原子力発電および火力発電部門プロジェクト・マネージャー	
	職務／役職	所属 国
国籍 フランス	常任評議員	エネルギー高等評議会 フランス (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)
専門分野 ・ コミュニケーション ・ CSR／社会的構成要素 ・ CSR／ガバナンス	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	

セシール・ピショ（50歳）								
従業員により選任された取締役	セシール・ピショ氏は、1997年にアスベストや放射性物質を扱う物流会社である Delattre Levivier SCTNで品質管理者としてキャリアを開始した。同氏は1998年に、中西部の代理店をサポートする顧客アドバイザーとしてEDFの顧客部門に入社した。その後同氏は、シノン原子力発電所のCNPEに加入し、品質保証部門内の監査業務等、いくつかの職務を担当した。2005年には、サイト管理部門の放射性物質輸送担当のプロジェクト・マネージャーとなり、その後2009年には品質管理コーディネーターとして統括管理システム（IMS）の構築に尽力した。2013年から2022年まで同氏は、シノン原子力発電所の品質安全部門、産業部門およびDP2Dの環境・輸送・放射性物質防護エンジニアとして、危険物輸送の管理を担当した。2020年、同氏はナント大学の健康、安全および環境学の修士号を取得した。2022年に同氏は原子力発電部門（DPN）に加入し、技術運営ユニット（UTO）でEDFの稼働中の原子力発電所および新規の原子力発電所のサプライヤーの選定業務を担っている。現在、セシール・ピショ氏は、原子力発電および火力発電部門（DPNT）のプログラムおよび戦略担当のプロジェクト・マネージャーを務め、CGT労働組合の推薦を受けている。							
取締役会に任命された日 2023年11月23日								
任期満了日 2027年11月22日								
その他の役職 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の委員								
国籍 フランス	現在のその他の役職 当グループにおける主要な役職 ・原子力発電および火力発電部門（DPNT）のプログラムおよび戦略担当（DiPS）プロジェクト・マネージャー							
専門分野 ・CSR／社会的構成要素 ・人事 ・エネルギー／原子力	<table><tr><th>職務／役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr><tr><td colspan="3">該当なし</td></tr></table>		職務／役職	所属	国	該当なし		
職務／役職	所属	国						
該当なし								
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								

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
ベルナール・フォンタナ	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、顧客およびエネルギー・サービス部門担当
ブリス・ボユオン	当グループ上級執行副社長、当グループ書記長
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、EDF Renewablesの会長兼最高経営責任者
カロリース・シャナヴァ	当グループ上級執行副社長、人事部門担当
グザヴィエ・ジール	当グループ上級執行副社長、業績・影響・投資および財務部門担当
ヴェロニック・ラクール	当グループ上級執行副社長、変革・経営効率部門担当
ティエリー・ル・ムルー	当グループ上級執行副社長、プロジェクト・建設部門担当
セドリック・レヴァンドフスキ	当グループ上級執行副社長、原子力発電および火力発電部門担当
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	当グループ上級執行副社長、エンジニアリングおよびサプライ・チェーン部門担当
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、戦略、技術、イノベーションおよび開発部門担当

当グループ上級コーディネーション担当部長であるクロエ・ファイファー氏は、2023年7月1日から執行委員会の秘書役を務めている。

リュック・レモン氏の会長兼最高経営責任者としての任期は、2024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の終了時に満了し、2025年5月7日、ベルナール・フォンタナ氏が会長兼最高経営責任者に任命された。

グザヴィエ・ジール氏がSuezの最高経営責任者に任命されたことを受け、EDFグループは、2025年7月1日付で、ナタリー・ビヴェ氏を業績・影響・投資および財務部門を担当する当グループの常務取締役役に暫定的に任命することを発表した。現在、社内外における選考プロセスが進行中である。

(ii) 執行役員の個人情報

ベルナール・フォンタナ：ベルナール・フォンタナ氏は、パリの国立理工科大学（École Polytechnique）および国立先端技術学校（Ecole Nationale Supérieure des Techniques Avancées）のエンジニアリングの学位を持つ。同氏は、化学品、鉄鋼および建設資材の分野（SNPE、ArcelorMittal、APERAMおよびHolcim）に30年間従事してきた。2012年、同氏はHolcimの最高経営責任者に任命された。ベルナール・フォンタナ氏は、2015年9月1日にAREVA NPの最高経営責任者代理に、その後2016年7月1日にFramatome（IHAREVA NP）の業務執行委員会の委員長および最高経営責任者に任命された。同氏はまた、ThalesおよびSSABの取締役であり、GIFEN Servicesの会長兼最高経営責任者を4年間務めた後、同社の取締役も務めている。また、2018年の創設以来、フランス原子力産業協会（GIFEN）の理事会のメンバーも務めている。また、フランスの原子力安全の透明性と情報に関する高等委員会（HCTISN）のメンバーでもある。ベルナール・フォンタナ氏は、2024年4月1日に当社の産業およびサービス部門担当のグループ執行副社長に任命された。同氏は、2024年5月31日からArabelle Solutionsの取締役会会長を、また、2024年10月28日から同社の会長を務めている。ベルナール・フォンタナ氏は、2025年5月7日より当社の取締役および会長兼最高経営責任者に就任している。

マルク・ブナユン：ESSEC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、在任期間中に同社の天然ガスについての専門性および事業を拡大した。また、パリ事務所の（財務省、エネルギー・運輸省および保健省などを顧客とする）政府コンサルティング事業への参入を主導した。同氏は2009年に経済・料金・価格担当部長としてEDFグループの顧客部門に入社した。同氏は、とりわけフランスの規制電力料金の変更に係る議論を担当した。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牽引し、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（LNG）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。社内での職務に加え、マルク・ブナユン氏は、大学（パリ工科大学、パリ・ドフィース大学、ミラノのボッコーニ大学）でも定期的に講演を行い、電力およびガス産業の構造、それらを管理する規制ならびにエネルギー転換におけるリーダーシップについて話している。2018年には、イタリアエネルギー経済学者協会からエコノミスト・オブ・ザ・イヤーを受賞した。マルク・ブナユン氏は、2019年7月に顧客およびエネルギー・サービス担当の当グループ上級執行副社長に就任した。かかる役職においては、顧客部長として務め、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、イタリアにおけるEDFグループのガスの調達プラットフォームを監督する。

ブリス・ボユオン：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年にキャリアを開始し、2010年に書記長代理に任命されるまではフランス国務院で裁判官や政府顧問として働いた。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（CRE）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年にイル・ド・フランス地域圏の最高責任者代理に任命された。ブリス・ボユオン氏は、2023年4月に当グループの上級執行副社長および当グループの書記長としてEDFに加わった。

ベアトリス・ビュフォン：同氏は、ガスコージェネレーションプロジェクトの開発を専門とするEDFの子会社であるCogethermの財務部長としてキャリアを開始した。同氏は、2001年にその後EDF RenewablesとなるSIIF Energiesに入社し、2003年にプロジェクト・マネージャーとなった。ベアトリス・ビュフォン氏は、フランス、ベルギーおよび英国におけるバイオマスおよび陸上風力発電プロジェクトならびに洋上風力発電プロジェクトの開発に特化している。2007年から2009年まで同氏は、Poweo Renewable Energiesの部長代理を務めた。その後同氏は、2010年に大規模地上太陽光発電プロジェクトの開発担当部長としてEDF Renewablesに戻り、その後、2011年にはフランスの海洋風力発電開発担当部長となった。2012年4月、同氏のチームは総発電容量が1,500MWとなる3つのプロジェクトのフランスにおける洋上風力発電の入札を勝ち取った。これらのプロジェクトの開発段階は既に完了しており、2019年8月にフランス初の洋上風力発電所の建設が開始され、残りの2つのプロジェクトについても今年中に建設が開始される予定である。2019年6月、同氏および同氏のチームはまた、ダンケルク洋上風力発電所（北部）の建設と運営に関する入札を勝ち抜いた。同氏のチームはまた、地中海での試験的な浮体式風力発電プロジェクトにも取り組んでいる。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取締役代理およびEDF Renewablesの執行役員に就任した。同氏は、国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立土木学校（*École Nationale des Ponts et Chaussées*）を卒業している。また、フランス国家功労勲章シュヴァリエの受章者でもある。ベアトリス・ビュフォン氏は、2024年4月5日からEDF Renewablesの会長兼最高経営責任者を務めている。

カロリース・シャナヴァ：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。同氏は、2023年4月に人事部長代理としてEDFグループに入社した。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開始した。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、カロリース・シャナヴァ氏は、Bullのアジア太平洋戦略担当副社長に就任後、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、カロリース・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。その後、2017年に、Naval Groupの人事担当上級執行副社長に就任した。また、2023年7月1日からはEDFグループの人事部門担当上級執行副社長を務めている。

グザヴィエ・ジール：グザヴィエ・ジール氏は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の会長を務めた。1999年から2011年まで同氏は、Veolia Environmentグループ内でグループ・リスクおよび監査担当取締役ならびにVeolia TransportおよびVeolia Propretéの財務担当の最高経営責任者代理を歴任した。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。HEC経営大学院のビジネス・スクールおよび国立行政学院（*École nationale d'administration*）を卒業し、フランス会計検査院（*Cour des comptes*）に入社した。2024年4月1日から、同氏は、業績・影響・投資および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。グザヴィエ・ジール氏がSuezの最高経営責任者に任命されたことを受け、EDFグループは、2025年7月1日付で、ナタリー・ピヴェ氏を業績・影響・投資および財務部門を担当する当グループの常務取締役に暫定的に任命することを発表した。現在、社内外における選考プロセスが進行中である。

ヴェロニック・ラクール：ヴェロニック・ラクール氏は1987年にThalesに入社し、情報システムの分野において確かな経験を積んだ後、2004年に同社の新規部門の情報システム担当部長に就任した。2007年から2009年までの間、同氏はThalesの人事情報システムの共有サービスを管理した。2009年、同氏はSafranに移籍し、当初は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副社長に就任した。同氏はこれに続いて、Safran Analyticsのプログラム担当副社長となり、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日に変革・経営効率部門担当の当グループ上級執行副社長としてEDFに加わり、執行役員でもある。同氏は、2023年7月からEnedisの監査役会会長を務めている。ヴェロニック・ラクール氏は、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している。

ティエリー・ル・ムルー：エンジニアリング・スクールであるESTPで機械・電気工学を専攻し、プロジェクト・マネジメントのMBAを取得している。同氏は、ブロードバンド技術を専門とする新興企業の開発マネージャーとして1989年に米国でキャリアを開始した。1990年にEiffage Groupに入社し、1995年にForclum LittoralのCEOに就任した。2000年から2010年にかけては、Suez Eau Franceで複数の管理職を歴任した。2010年、ティエリー・ル・ムルー氏はEndel ENGIEのCEOに就任し、フラマンビル3のEPRおよびグラン・カレナージュ (Grand Carénage) 産業改修プログラムの運営に深く携わった。同氏はまた、2013年にEndel ENGIEの会長兼最高経営責任者に就任した。同氏は、民間原子力産業およびエネルギー産業、宇宙産業、軍事造船の分野における同社の開発に参画した。2016年から2020年までは、Framatomeで複数の戦略的役職を歴任した。2020年にはオルキルト3のEPRプロジェクト担当の最高経営責任者代理としてAREVAに入社した。特に、予算内かつ期限内にプロジェクトを実現させるため、プロジェクトの機能再編成を指揮した。ティエリー・ル・ムルー氏は、産業および原子力プロジェクトにおいて自らの実力を証明した。同氏は、2024年1月1日付で、将来の原子力プロジェクト・建設部門における計画を担当する常務取締役としてEDFに入社した。2024年4月1日から、同氏はプロジェクト・建設部門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：パリ政治学院を卒業し、パリ第8大学で地政学の修士課程の学位を取得。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年まで輸送および電気自動車担当部長を務めた。同氏は、2008年から2012年までEDFの顧客部門におけるEDF地域局のマネージャーに、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年まで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年中頃までフランス国防大臣官房長に任命された。同氏は、2017年7月から2019年中頃までイノベーション戦略およびプログラミング部門担当の当グループ上級執行副社長、EDF Pulse Croissance Holdingの執行委員会の委員長およびEnedisの取締役に、また2018年から2019年までは世界エネルギー評議会の副議長を務めた。同氏は、2018年2月からÉlectricité de Strasbourgの取締役に、また、2018年6月からフランス照明協会の会長を務めている。セドリック・レヴァンドフスキ氏は、レジオンドヌール勲章、農業功労勲章およびマリ国家勲章を受章している。2024年4月1日から、同氏は原子力発電および火力発電部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

シモーネ・ロッシ：シモーネ・ロッシ氏は1993年に、ノヴァーラ (イタリア) のDe Agostiniの財務部門でキャリアを開始した。その後、KPMG Corporate Financeの経営コンサルティング部門を経て、1996年からミラノ (イタリア) のMcKinsey & Co. でキャリアを継続させた。そこでは、金融機関やエネルギーおよび産業界の様々な顧客のニーズに対応した。2004年に同氏はミラノに所在のEdison SpAに入社し、戦略部長を経て、企画・管理・情報技術担当部長となった。2009年11月に、ボルティモア (米国) のConstellation Energy Nuclear Groupに最高財務責任者として入社した。EDF Energyの最高財務責任者 (2011年―2015年) に就任し、その後、国際部門担当の当グループ上級執行副社長 (2015年―2017年) に任命された。同氏はミラノにあるボッコニ大学の経営学の学位およびガッララーテ (イタリア) のプッチーニ音楽院でクラリネットの学位を取得している。

アラン・トランゼール：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) のエンジニアリング学部を卒業。同氏は、1991年にPSAグループでキャリアを開始した。サスペンション・エンジニアリングに従事した後、Peugeot 407のサブシステム・マネージャー、工場品質マネージャー、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、初期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、確かな技術を身につけ、Automotive News Europeから2013年ユーロスター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グループのプラットフォーム、モジュール化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に関する高度なプロジェクトを担当する上級執行副社長に任命された。同氏は2018年から、PSAグループの上級執行副社長として、「二酸化炭素削減計画およびエンジン、プラットフォームおよび関

連する技術のモジュール化に係るプロジェクト管理」を担当した。2020年から同氏は、EDFグループの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」計画を統括する責任者となった。2024年4月1日から、アラン・トランゼール氏は、当グループのエンジニアリングおよびサプライ・チェーン部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

グザヴィエ・ウルサ：グザヴィエ・ウルサ氏は、2015年3月からエンジニアリングおよび原子力新設部門担当の当グループ上級執行副社長に、また2023年12月にイノベーション・企業責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長に任命された。同氏は、1991年にEDFに入社し、2002年まで水力工学部門の様々な役職を務めた。自らの職務の中、EDFの水力工学センターの責任者を務め、国際プロジェクト（特に南米）に参加してきた。2002年から2005年までの間、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年にかけて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年にかけて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部門戦略委員会（CSFN）の委員長およびフランス原子力産業協会（GIFEN）の会長を務めている。同氏はまた、Edvanceの監督・運営委員会委員長ならびにFramatomeの監査役も務めている。同氏は退任を控えるフランス原子力学会（SFEN）の会長および世界水会議の名誉理事である。グザヴィエ・ウルサ氏は、国立理工科大学（École Polytechnique）および国立高等情報通信学校（Télécom Paris）を卒業した。2024年4月1日から、同氏は、戦略、技術、イノベーションおよび開発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、2025年3月27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。

また、EDFが認識する限り、取締役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破産、財産管理または清算手続を行った者はいない。

しかし以下の事例は除く。

- ・2020年11月19日、アンヌ・マリー・デコート氏は、2008年9月から2013年8月までフランス在外教育庁（AEFE）の長官として公共調達指令を無視したとして、予算財政統制院から1,000ユーロの罰金を科せられた。
- ・デルフィース・ジェニー・ステファン氏が非常勤取締役を務める英国企業であるEagle Genomics Ltd.は、取締役会の要請により、2024年3月20日に高等裁判所の決定によって正式に任命された2名の管財人により、最近、英国1986年倒産法の体制下に置かれた。

EDFが認識する限り、最近5年以内に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、法人の管理、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法人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 役員の報酬および手当

「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、2023事業年度および2024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全種類の手当の詳細を記載している。

(i) 役員の報酬

(イ) 会長兼最高経営責任者の報酬**会長兼最高経営責任者の報酬決定**

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が意見を公表した後、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て、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（v）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日付命令第53-707号を修正し、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の範囲内である必要がある。

2024事業年度の報酬

2024年2月6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を決定するための原則および基準を2024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、1953年8月9日付命令により規定される上限額の年間固定報酬を設定した。当該委員会による勧告に基づき、取締役会は2024年2月15日に開催された会議において、2024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、1953年8月9日付命令において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改めて留意した。会長は社用車を所有する権利を放棄したため、現在はいかなる現物給付も受けていない。

2025事業年度の報酬

2025年2月6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を決定するための原則および基準を2025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、1953年8月9日付命令により規定される上限額の年間固定報酬を設定した。当該委員会による勧告に基づき、取締役会は2025年2月20日に開催された会議において、2025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、2012年に導入された上限額が、2022年および2023年と同様に、それ以降引き上げられていないことに留意した。

以下の表は、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て以降の、2023事業年度および2024事業年度の報酬の内訳を表している。

表1－会長兼最高経営責任者へ付与された報酬、オプションおよび株式の概要

(単位：ユーロ)	2024事業年度	2023事業年度
リュック・レモン（会長兼最高経営責任者）		
事業年度中に付与された報酬（詳細は表2を参照。）	450,000	450,000
事業年度中に付与された様々な多年度報酬	-	-
事業年度中に付与されたオプション評価 ⁽¹⁾	-	-
事業年度中に付与された無償株式評価 ⁽¹⁾	-	-
合計	450,000	450,000

(1) 「第5 3（2）④（ii）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、会長兼最高経営責任者は無償株式の割当を受けない。

以下の表は、会長兼最高経営責任者に対して2023事業年度および2024事業年度中に支払済みおよび2023事業年度および2024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。

表2－会長兼最高経営責任者の報酬の概要

(単位：ユーロ)	2024事業年度		2023事業年度	
	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	450,000	450,000	450,000	450,000
変動報酬	-	-	-	-
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-

取締役報酬	-	-	-	-
現物給付	0	0	0	0
合計	450,000	450,000	450,000	450,000

その他の報酬の内訳

	2024事業年度		2023事業年度	
	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
(単位：ユーロ)				
リュック・レモン (会長兼最高経営責任者)				
取締役の報酬	-	-	-	-
雇用契約	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
署名手当	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
退職金または退職手当	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
競業避止義務条項	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
補足年金制度	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
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 (フランス商法第L.233-16条)	-	-	-	-
合計	0	0	0	0

n.a. = 該当なし。

リュック・レモン氏は、任務の終了または変更に起因して当社から支払われるべきもしくは支払われ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も受けていない。会長兼最高経営責任者は、当社と雇用契約を締結しておらず、補足年金制度の恩恵も受けていない。

会長兼最高経営責任者は、当社の法定外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。

(ロ) 取締役の報酬

取締役の任期中に支払われる報酬の設定

取締役会は、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、取締役会によって決定された配分規則に基づき取締役に配分される年間定額を株主総会に提案し、経済担当大臣に承認を求めた（「取締役の報酬－2024事業年度」および「取締役の報酬－2025事業年度」を参照。）。

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号第6条に従って、フランス政府の提案に基づき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。

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日付で公布された決定を修正する2018年1月5日付決定）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条に基づき取締役会に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。

取締役の報酬－2024事業年度

2023事業年度と比較した取締役の報酬制度の変更

新たな報酬体系

2024年1月1日現在、取締役の報酬制度は、取締役の取締役会および委員会への出席状況ならびに委員会委員または委員長職としての役職を考慮した、「会議ごと」の完全変動報酬制度に改定された。

シンプルで市場慣行と一致した本制度は、AFEP-MEDEF規約の推奨事項に準拠しており、主要部分を占める変動報酬および開催された会議の数に比例した報酬を推奨することで、取締役の投資およびコミットメントを反映している。

以前の制度（2011事業年度から変更なし）は、年間報酬パッケージの金額を、固定部分（関係する取締役間で平等に分配）と変動部分（会議の種類および取締役の役職に基づく変動係数を適用することによって取締役ごとに決定）に配分され、それぞれが予算の半分に値していた。

2024年6月11日の株主総会において、2024年に取締役へ割り当てられる報酬として、フランス商法第L.225-45条に定める年間固定報酬総額が675,050ユーロに決定された。

予算の内訳は以下のとおりである。

- ・取締役は、2024年6月10日に取締役会により採用された「会議ごと」の変動報酬制度に従い、596,050ユーロを上限として報酬が支払われる。
- ・EDFグループの事業計画における作業部会の構成員である取締役は、作業部会の構成員または会長としての役職に応じて、会議ごとに79,000ユーロの固定額が支払われる。かかる作業部会は、ブルーノ・クレメル氏、コレット・ルウィネ氏、クレール・プディニ氏、クリスチャン・タクシル氏、アレクシ・ザグドンディヴェール氏で構成されていた。2023年12月15日の取締役会において、クリスチャン・タクシル氏の後任として、オーレリー・フリオネ氏が作業部会の構成員に任命された。

過去の報酬体系

2023年12月31日までの間、追加報酬を除く取締役の年間報酬パッケージの配分方法は、取締役会により定期的に見直され、2011年以来変更されていない。年間予算は、それぞれ総額の半分に値し、固定部分と変動部分で構成されており、以下のように分類される。

- ・固定部分は、関係する取締役間で平等に分配された。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付与された。
- ・変動部分は、取締役の出席する会議の種類（取締役会または委員会）および各取締役の特別な役職（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分配された。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た。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た。

2024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ない。

取締役の報酬－2025事業年度

2025年2月6日の会議において意見が提出された任命報酬およびガバナンス委員会からの提案に基づき、審議を行った後、取締役会は、2025年2月20日の会議において、2024事業年度決算の承認を目的として招集される株主総会に、2025事業年度における取締役の任期中の報酬としてフランス商法第L.225-45条に従って配分される年間固定報酬総額に関する年間予算675,000ユーロを提出することを決定し、またかかる年額定額の取締役間での配分に関して、2024事業年度以降適用されている規制を確認した。

2025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。

取締役の報酬の概要－2023事業年度および2024事業年度（ユーロ建総額）

以下の表は、フランス商法第L.225-45条に基づき、各事業年度に適用される報酬制度に従って、2023事業年度および2024事業年度について取締役に支払われた報酬のユーロ建総額を表している。

	2024事業年度に関して付与され 2024年7月および 2025年2月に 支払われた額	2023事業年度に関して付与され 2023年8月および 2024年2月に 支払われた額
EDF SAの株主総会で割り当てられた報酬の総額	675,050 ⁽¹⁾	550,000 ⁽²⁾
取締役の出席状況および役職(委員会委員または委員長職)に基づく変動部分の100%を含む	596,050 ⁽³⁾	n.a.
固定部分の50%と変動部分の50%を含む(会議の種類および取締役の役職(委員会委員または委員長職)に応じて変動係数を適用)	n.a.	460,000 ⁽⁴⁾
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	79,000 ⁽⁵⁾	90,000 ⁽⁶⁾

EDF SAによって実際に付与された報酬の総額	615,550	550,000
取締役の出席状況および役職(委員会委員または委員長職)に基づく変動部分の100%を含む	536,550	n.a.
固定部分の50%と変動部分の50%を含む(会議の種類および取締役の役職(委員会委員または委員長職)に応じて変動係数を適用)	n.a.	460,000
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	79,000 ⁽⁵⁾	90,000 ⁽⁶⁾
クリストフ・ベギネ ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
ナタリー・コラン	54,850	42,579
ブルーノ・クレメル	77,150	70,609
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	34,000	30,000
ジル・ドゥノワイエル	43,650	41,102
アンヌ・マリー・デコート	29,800	36,177
ブルーノ・イーヴン ⁽⁸⁾	19,700	n.a.
オーレリー・フリオネ ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	44,000	39,624
ファブリス・ギヨン ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
ジェラルド・ラコステ ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
マリー・クリスティーン・ルプティ	69,550	47,997
コレット・ルウィネ ⁽⁹⁾	40,500	64,057
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	17,000	20,000
サンドリーヌ・レンリー ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
クレール・ブディニ	72,200	43,564
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	16,000	n.a.
フィリップ・ブティコラン	65,000	84,057
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	n.a.	40,000
セシール・ピショ ⁽⁷⁾	n.a.	n.a.
リュック・レモン ⁽¹⁰⁾	n.a.	n.a.
ミシェル・ルソー	49,000	42,087
アレクシ・ザグドンディヴェール	50,150	38,147
作業部会および/または特別委員会への参加に関する追加報酬を含む	12,000	n.a.

- (1) 取締役に割り当てられる年間報酬額は、2024年6月11日の株主総会において、675,050ユーロに決定された。
- (2) 取締役に割り当てられる年間報酬額は、2023年6月28日の株主総会において、550,000ユーロに決定された。
- (3) 取締役は、取締役会および委員会への出席状況ならびに当該役職(委員会委員または委員長職)を考慮し、2024年6月10日に取締役会により採用された規則に従い、596,050ユーロを上限として報酬を受け取る。
- (4) 460,000ユーロは、2011年以来取締役会によって決定された配分規則に従って取締役に配分され、それぞれ460,000ユーロの半分に値する固定部分と変動部分で構成される。
- (5) 取締役の2024年の年間報酬額は、EDFグループの事業計画における作業部会の構成員である取締役に對して支払われる追加報酬総額79,000ユーロを含む(「取締役の報酬-2024事業年度」を参照。)。
- (6) 取締役の2023年の年間報酬額は、2023年2月16日の取締役会の決定に従って、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が設置した作業部会の構成員である社外取締役および2022年にフランス政府により開始され2023年に完了した簡易公開買付けに関連して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對して割り当てられた、総額90,000ユーロの追加報酬が含まれる。この追加報酬のうち30,000ユーロは作業部会および特別委員会の議長に配分され、10,000ユーロは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配分された。
- (7) 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日付法律に従い、無報酬で職務を遂行する。
- (8) ブルーノ・イーヴン氏は、2024年6月11日の株主総会において、コレット・ルウィネ氏の後任として取締役に任命された。
- (9) コレット・ルウィネ氏は、2024年6月11日にEDFの取締役としての職務を退任した。
- (10) 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。

(ii) スtock・オプションー無償株式

当社はStock・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式（パフォーマンス・シェア）を付与されない。

(iii) 2020年から2024年における自己資本比率（AFEPが公表しているガイドラインに基づいて算出。）および報酬の推移

以下の表は、過去5年間に於ける会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDFの全従業員（会長兼最高経営責任者の報酬を除く。）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（会長兼最高経営責任者の報酬を除く。）のフルタイム換算ベースの報酬中央値との比率を示したものである。また、同期間におけるグループEBITDAの本業における変動も示している。

	2024年	2023年	2022年	2021年	2020年
会長兼最高経営責任者の報酬	450,000	450,000	455,059	453,660	453,660
会長兼最高経営責任者の報酬の変化 ⁽¹⁾	0.0%	0.0% ⁽²⁾	0.0%	0.0%	0.0%
自己資本比率／平均報酬 ⁽³⁾	5.7	5.8	6.3	6.6	6.6
自己資本比率／報酬中央値 ⁽³⁾	6.0	6.2	6.8	7.2	7.2
平均給与の変化 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	+2.2%	+7.3%	+5.8%	-0.2%	+2.87%
給与中央値の変化 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	+2.7%	+9.0%	+6.2%	-0.1%	+3.54%
グループEBITDAの本業における変動 ⁽¹⁾	-8.4%	+903.4%	-128.2%	+11.3%	-2.70%

(1) N年目に記録されたN-1年目との比較。

(2) 前任者と異なり、リュック・レモン氏は現物給付を受けていないため、年間固定報酬のみ、すなわち450,000ユーロをもとに算出した変化。

(3) EDFの従業員の給与には、固定給、変動部分およびIEG従業員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) 2022年から2023年の間の平均給与および給与中央値の大きな変化は、欧州のエネルギー危機および記録的なインフレに見舞われる中、2023年にEDFが導入した異例の給与措置によるものである。

なお、上記比率の算出に考慮した従業員は、フランスにおけるEDFの全従業員（フルタイムベース）であり、年間を通じて継続して雇用されている。

(3) 【監査の状況】

① リスクおよび監査委員会

構成員

リスクおよび監査委員会は、フランス商法第L.821-67条の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、執行役員を含まず、構成員の3分の2超が社外取締役である。

以下の表は、2024年12月31日現在のリスクおよび監査委員会の構成員を示している。

会議の回数	構成員	平均出席率	会議の平均時間	社外取締役の割合*
5回	8名	97.5%	3時間15分	75.0%

* 従業員を代表する取締役を除く。

リスクおよび監査委員会の委員

マリー・クリスティヌ・ルプティ	委員長	フランス政府の提案に基づき株主総会により任命された取締役
クリストフ・ベギネ	委員	従業員により選任された取締役
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
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
ファブリス・ギヨン	委員	従業員により選任された取締役
ジェラルム・ラコステ	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

フランス商法第L.823-19条は、リスクおよび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なければならないことを規定している。また、AFEP-MEDEF規約第17.1条は、リスクおよび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任を特別に審議すること、最後に、委員会は従業員を代表する取締役を除く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日に開催された会議において、取締役会は、同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同委員会委員としての任命が提案されたクレメル氏が、フランス金融市場監督局（*Autorité des marchés financiers*またはAMF）が勧告した基準に従い、特定の専門的な財務会計能力を有していると判断した。

任命報酬およびガバナンス委員会において審議を行った後、取締役会は、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日に開催された会議において、プティコラン氏をリスクおよび監査委員会の委員に任命した。

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、取締役会は、2021年6月15日に開催された会議において、コラン氏をリスクおよび監査委員会の委員に任命し、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。

コラン氏、クレメル氏およびプティコラン氏はフランス商法第L.821-67条において言及されている能力および独立性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、リスクおよび監査委員会は、フランス商法第L.821-67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、リスクおよび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.821-30条において言及されている非監査サービスに関する規定の承認

リスクおよび監査委員会は、職務遂行のために以下について審査し、取締役会に意見を提出する。

- ・当社の財務状態、中期計画およびその予算
- ・未監査および連結の年次財務書類および半期財務書類ならびに関連財務書類報告書
- ・リスクの監視および内部統制（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システムの構築および評価）
- ・内部監査（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、フランス監査規制当局である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、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、監査報酬額に対する意見書の発行、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）
- ・コミットメント委員会と共同で、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債務不履行リスクの方針
- ・リスクおよび監査委員会は、企業責任委員会（「第5 3（1）③（iv）企業責任委員会」を参照。）と合同で、非財務情報の作成および処理の過程（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。）について検討を行う。
- ・リスクおよび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、適用される会計基準枠、使用された監査手法および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リスクおよび監査委員会の会議への出席に加えて、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。

リスクおよび監査委員会は、業務の一環として、法定監査人および経営陣ならびに財務部門、当グループのリスク部門および内部監査部門と定期的に接触している。

2024年の活動

2024年において、リスクおよび監査委員会は、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2024年監査計画および業務結果の発表

- ・2023年の非財務実績報告については、「第5 3 (1) ③ (vi) 取締役会の委員会の合同会議」を参照。
- ・2025年予算および2026年―2027年中期計画
- ・当グループの資産および非連結企業の価値の見直し
- ・当グループのリスク分類、リスク監視およびリスク管理、改善行動の特定ならびに「ゲームチェンジャー」または新興リスクへの対応アプローチ
- ・内部統制および事業の統制の評価
- ・2024年内部監査プログラムの実施および2025年監査プログラムのドラフト、内部監査の概要報告書ならびに行動計画のフォローアップ
- ・エネルギー市場リスクおよび当グループのカウンターパーティ・リスク
- ・年次財務管理および金融リスク管理権限
- ・リスクの保険適格性
- ・サイバー・セキュリティ・リスク

2024年、EDFの取締役会が2016年11月3日に承認した手続きに基づき、リスクおよび監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが非監査サービスを提供することを承認した。当該手続きの一環である事前承認手続きの適用により、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。

リスクおよび監査委員会は、2024事業年度において、同委員会の権限内の議題について、専門的な調査または外部の助言を求めなかった。

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、カーペーエムジェー エス アおよびプライスウォーターハウスクーパース オーディットである。2024年12月31日現在、カーペーエムジェー エス アによる監査は連続で20年目であり、プライスウォーターハウスクーパース オーディットによる監査は連続で2年目である。カーペーエムジェー エス アはマリー・ギュイモ氏およびジャック・フランソワ・レチュ氏、プライスウォーターハウスクーパース オーディットはセヴリーヌ・シェール氏およびセドリック・ハーザー氏によって代表される。

(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

2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記25「法定監査人の報酬」を参照。

(ロ) その他重要な報酬の内容

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(ハ) 外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(二) 監査報酬の決定方針

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(4) 【役員の報酬等】

該当事項なし。「第5 3 (2) 役員の状況」を参照。

(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328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、2025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＝163.67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。）であるカーペーエムジェー エス アおよびプライスウォーターハウスクーパース オーディット エス・エー・エス（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

以下は、IAS-IFRSに基づき作成された当グループの2024年12月31日終了事業年度の連結財務諸表である。本連結財務諸表は、株主総会での承認のために提出される。

連結損益計算書

	注記	2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	5.1	118,690	194,260	139,715	228,672
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(54,217)	(88,737)	(80,989)	(132,555)
その他の対外費用 ⁽¹⁾		(10,798)	(17,673)	(10,493)	(17,174)
人件費	5.3	(16,916)	(27,686)	(15,470)	(25,320)
法人所得税以外の税金	5.4	(4,142)	(6,779)	(4,064)	(6,652)
その他の営業収益および営業費用	5.5	3,906	6,393	11,228	18,377
減価償却費および償却費控除前営業利益	5	36,523	59,777	39,927	65,349
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	443	725	363	594
減価償却費および償却費		(11,970)	(19,591)	(11,161)	(18,267)
(減損)／戻入	10.7	(1,835)	(3,003)	(13,011)	(21,295)
その他の収益および費用	7	(4,834)	(7,912)	(2,944)	(4,818)
営業利益		18,327	29,996	13,174	21,562
総金融負債に係る費用	8.1	(4,094)	(6,701)	(3,830)	(6,269)
割引の影響	8.2	(3,190)	(5,221)	(3,988)	(6,527)
その他の金融収益および費用	8.3	6,352	10,396	4,469	7,314
金融損益	8	(932)	(1,525)	(3,349)	(5,481)
連結会社の税引前利益		17,395	28,470	9,825	16,081
法人所得税	9	(4,887)	(7,999)	(2,470)	(4,043)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	12	(683)	(1,118)	257	421
非継続事業の純利益		29	47	-	-
連結純利益		11,854	19,401	7,612	12,459
EDFの純利益		11,406	18,668	10,016	16,393
EDFの純利益－継続事業		11,378	18,622	10,016	16,393
EDFの純利益－非継続事業		28	46	-	-
非支配持分に帰属する純利益		448	733	(2,404)	(3,935)
非支配持分に帰属する純利益－継続事業		447	732	(2,404)	(3,935)
非支配持分に帰属する純利益－非継続事業		1	2	-	-

(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

			2024年度			2023年度	
(単位：百万ユーロ)	注記	EDFの 純利益	非支配持分に 帰属する純利益	合計	EDFの 純利益	非支配持分に 帰属する純利益	合計
連結純利益		11,406	448	11,854	10,016	(2,404)	7,612
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	2,146	(7)	2,139	7,089	77	7,166
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値－税効果		(534)	1	(533)	(1,844)	(18)	(1,862)
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	(666)	-	(666)	(107)	-	(107)
純投資ヘッジの公正価値－税効果		10	-	10	23	-	23
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	539	-	539	970	-	970
関連する税効果		(139)	-	(139)	(247)	-	(247)
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）							
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－変動総額	18.7.5	133	-	133	(126)	-	(126)
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－税効果		(34)	-	(34)	32	-	32
換算調整－被支配事業体		1,356	385	1,741	326	204	530
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		166	(7)	159	(244)	(12)	(256)
リサイクルを伴う自己資本計上損益		2,977	372	3,349	5,872	251	6,123
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	8	-	8	46	1	47
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	(791)	67	(724)	564	(151)	413
関連する税効果		7	(19)	(12)	164	35	199
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		149	-	149	(19)	-	(19)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		(627)	48	(579)	755	(115)	640
自己資本計上損益合計		2,350	420	2,770	6,627	136	6,763
連結包括利益		13,756	868	14,624	16,643	(2,268)	14,375
継続事業の包括利益		13,727	868	14,595	16,643	(2,268)	14,375
非継続事業の包括利益		29	-	29	-	-	-

			2024年度			2023年度	
(単位：億円)	注記	EDFの 純利益	非支配持分に 帰属する純利益	合計	EDFの 純利益	非支配持分に 帰属する純利益	合計
連結純利益		18,668	733	19,401	16,393	(3,935)	12,459
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	3,512	(11)	3,501	11,603	126	11,729
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値－税効果		(874)	2	(872)	(3,018)	(29)	(3,048)
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	(1,090)	-	(1,090)	(175)	-	(175)
純投資ヘッジの公正価値－税効果		16	-	16	38	-	38
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	882	-	882	1,588	-	1,588
関連する税効果		(228)	-	(228)	(404)	-	(404)
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）							
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－変動総額	18.7.5	218	-	218	(206)	-	(206)
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－税効果		(56)	-	(56)	52	-	52
換算調整－被支配事業体		2,219	630	2,849	534	334	867
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		272	(11)	260	(399)	(20)	(419)
リサイクルを伴う自己資本計上損益		4,872	609	5,481	9,611	411	10,022
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	13	-	13	75	2	77
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	(1,295)	110	(1,185)	923	(247)	676
関連する税効果		11	(31)	(20)	268	57	326
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		244	-	244	(31)	-	(31)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		(1,026)	79	(948)	1,236	(188)	1,047
自己資本計上損益合計		3,846	687	4,534	10,846	223	11,069
連結包括利益		22,514	1,421	23,935	27,240	(3,712)	23,528
継続事業の包括利益		22,467	1,421	23,888	27,240	(3,712)	23,528
非継続事業の包括利益		47	-	47	-	-	-

連結貸借対照表

資産		2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	10.1	7,108	11,634	7,895	12,922
その他の無形資産	10.2	12,567	20,568	11,300	18,495
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（使用权資産を含む。）	10.3	108,100	176,927	100,587	164,631
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	11.1	68,663	112,381	66,128	108,232
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	6,616	10,828	6,544	10,711
関連会社および共同支配企業に対する投資	12	10,167	16,640	9,037	14,791
非流動金融資産	18.1	55,951	91,575	48,327	79,097
その他の非流動債権	13.4	1,979	3,239	2,110	3,453
繰延税金資産	9.3	4,553	7,452	7,403	12,116
非流動資産		275,704	451,245	259,331	424,447
棚卸資産	13.2	19,248	31,503	18,092	29,611
営業債権	13.3	24,139	39,508	26,833	43,918
流動金融資産	18.1	26,739	43,764	39,442	64,555
当期税金資産		834	1,365	669	1,095
その他の流動債権	13.4	10,355	16,948	9,074	14,851
現金および現金同等物	18.2	7,597	12,434	10,775	17,635
流動資産		88,912	145,522	104,885	171,665
売却目的保有に分類された資産	3.2	589	964	596	975
資産合計		365,205	597,731	364,812	597,088
自己資本および負債		2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金	14	2,084	3,411	2,084	3,411
EDFの純利益および連結剰余金		60,771	99,464	50,084	81,972
自己資本（EDF持分）		62,855	102,875	52,168	85,383
自己資本（非支配持分）	14.4	11,029	18,051	11,951	19,560
自己資本合計	14	73,884	120,926	64,119	104,944
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	68,829	112,652	60,206	98,539
従業員給付引当金	16	17,284	28,289	15,895	26,015
その他の引当金	17	6,022	9,856	4,878	7,984
非流動引当金		92,135	150,797	80,979	132,538
フランスの公共配電特別委譲負債	11.2	50,603	82,822	50,010	81,851
非流動金融負債	18.3	71,096	116,363	69,724	114,117
その他の非流動負債	13.6	6,039	9,884	5,685	9,305
繰延税金負債	9.3	1,070	1,751	978	1,601
非流動負債		220,943	361,617	207,376	339,412
流動引当金	15、16.1および17	6,920	11,326	7,294	11,938
営業債務	13.5	19,466	31,860	19,687	32,222
流動金融負債	18.3	18,888	30,914	38,103	62,363
当期税金負債		351	574	1,111	1,818
その他の流動負債	13.6	24,631	40,314	26,975	44,150
流動負債		70,256	114,988	93,170	152,491
売却目的保有に分類された負債	3.2	122	200	147	241

自己資本および負債合計		365,205	597,731	364,812	597,088

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結純利益		11,854	19,401	7,612	12,459
非継続事業の純利益		29	47	-	-
継続事業の純利益		11,825	19,354	7,612	12,459
減損／（戻入）	10.7.1	1,835	3,003	13,011	21,295
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		14,027	22,958	18,116	29,650
金融収益および費用		1,076	1,761	1,934	3,165
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		582	953	702	1,149
資産譲渡損益		141	231	234	383
法人所得税	9	4,887	7,999	2,470	4,043
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	12	683	1,118	(257)	(421)
運転資本の変動	13.1	(1,452)	(2,376)	(7,785)	(12,742)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		33,604	55,000	36,037	58,982
金融費用支出（純額）（1）		(2,362)	(3,866)	(2,241)	(3,668)
法人所得税支払額		(3,384)	(5,539)	(3,695)	(6,048)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		27,858	45,595	30,101	49,266
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）		29	47	-	-
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		27,887	45,643	30,101	49,266
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(557)	(912)	(181)	(296)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		88	144	227	372
無形資産および有形固定資産への投資	10.6	(24,779)	(40,556)	(21,021)	(34,405)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		148	242	126	206
金融資産の変動		1,140	1,866	(2,196)	(3,594)
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(23,960)	(39,215)	(23,045)	(37,718)
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）		(29)	(47)	-	-
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(23,989)	(39,263)	(23,045)	(37,718)
財務活動：					
EDFの増資		-	-	-	-
非支配株主との取引 ⁽²⁾		2,840	4,648	1,746	2,858
親会社の支払配当金		-	-	-	-
非支配株主に対する支払配当金		(670)	(1,097)	(482)	(789)
株主とのキャッシュ・フロー		2,170	3,552	1,264	2,069
借入債務の発行	18.3.2.1	15,385	25,181	11,947	19,554
借入債務の返済 ⁽³⁾	18.3.2.1	(26,564)	(43,477)	(21,712)	(35,536)
永久劣後債の発行	14.3	1,728	2,828	1,377	2,254
永久劣後債の持参人に対する支払額	14.3	(582)	(953)	(630)	(1,031)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金		676	1,106	496	812
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		(9,357)	(15,315)	(8,522)	(13,948)
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(7,187)	(11,763)	(7,258)	(11,879)
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）		(7,187)	(11,763)	(7,258)	(11,879)
継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		(3,289)	(5,383)	(202)	(331)

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		(3,289)	(5,383)	(202)	(331)
現金および現金同等物の期首残高		10,775	17,635	10,948	17,919
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		(3,289)	(5,383)	(202)	(331)
為替変動		174	285	(53)	(87)
その他の非資金変動		(63)	(103)	82	134
現金および現金同等物の期末残高	18.2	7,597	12,434	10,775	17,635

(1) 2024年12月31日現在、調整用の項目に個別に表示されていた「現金および現金同等物に係る金融収益」は、351百万ユーロ（2023年度は293百万ユーロ）で「金融費用支出（純額）」に組み替えられた。これに伴い、2023年度の比較情報も組み替えられている。

(2) 2024年度においては、英国政府によるサイズウェルCプロジェクト向けの増資2,359百万ユーロ（2023年度は485百万ユーロ）、Natixis Belgique InvestissementsによるEDF Investissements Groupeへの増資500百万ユーロおよびAssystemが保有していたFramatomeの少数株主持分の取得(205)百万ユーロを含む。

(3) 2024年度における永久劣後債の償還に関する(3,031)百万ユーロ（2023年は(2,789)百万ユーロ）を含む。

連結持分変動計算書

2024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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	資本金	自己株式	換算調整	金融商品の 公正価値修正 (リサイクルを 伴うOCI)(1)	その他の 連結剰余金 および 純利益(2)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配持分)	自己資本 合計
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
自己資本計上損益	-	-	156	5,716	755	6,627	136	6,763
純利益	-	-	-	-	10,016	10,016	(2,404)	7,612
連結包括利益	-	-	156	5,716	10,771	16,643	(2,268)	14,375
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
永久劣後債およびOCÉANE債の発行／償還	140	-	-	-	2,523	2,663	-	2,663
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
自己株式の買入／売却	-	7	-	-	-	7	-	7
その他の変動(3)	-	-	-	3	(858)	(855)	2,429	1,574
2023年12月31日現在自己資本	2,084	-	(19)	(1,732)	51,835	52,168	11,951	64,119
自己資本計上損益	-	-	1,598	1,379	(627)	2,350	420	2,770
純利益	-	-	-	-	11,406	11,406	448	11,854
連結包括利益	-	-	1,598	1,379	10,779	13,756	868	14,624
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
永久劣後債の発行／償還（注記14.3参照）	-	-	-	-	(1,962)	(1,962)	-	(1,962)
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(672)	(672)
その他の変動(3)	-	-	-	(4)	(521)	(525)	(1,118)	(1,642)
2024年12月31日現在自己資本	2,084	-	1,579	(357)	59,549	62,855	11,029	73,884

(1) 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に相当し、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を含む。これらはまた、クロスカレンシー・スワップの外貨ベース・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。

(2) 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。

(3) 自己資本（非支配持分）の「その他の変動」は、2024年度において、増資2,359百万ユーロなどの英国政府によるサイズウェルCプロジェクトの保有比率増加2,971百万ユーロ（2023年度は485百万ユーロ）、Natixis Belgique InvestissementsによるEDF Investissements Groupeへの増資500百万ユーロおよびSizewell C (Holding) Ltdの支配の喪失(4,486)百万ユーロを含む（注記3.1.3を参照）。

(単位：億円)	資本金	自己 株式	換算調整	金融商品の 公正価値修正 (リサイクルを 伴うOCI)(1)	その他の 連結剰余金 および 純利益(2)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配持分)	自己資本 合計
2022年12月31日現在自己資本	3,182	(11)	(286)	(12,195)	65,515	56,204	20,086	76,290
自己資本計上損益	-	-	255	9,355	1,236	10,846	223	11,069
純利益	-	-	-	-	16,393	16,393	(3,935)	12,459
連結包括利益	-	-	255	9,355	17,629	27,240	(3,712)	23,528
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(1,031)	(1,031)	-	(1,031)
永久劣後債およびOCÉANE債の発行／償還	229	-	-	-	4,129	4,359	-	4,359
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(789)	(789)
自己株式の買入／売却	-	11	-	-	-	11	-	11
その他の変動(3)	-	-	-	5	(1,404)	(1,399)	3,976	2,576
2023年12月31日現在自己資本	3,411	-	(31)	(2,835)	84,838	85,383	19,560	104,944
自己資本計上損益	-	-	2,615	2,257	(1,026)	3,846	687	4,534
純利益	-	-	-	-	18,668	18,668	733	19,401
連結包括利益	-	-	2,615	2,257	17,642	22,514	1,421	23,935
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(953)	(953)	-	(953)
永久劣後債の発行／償還（注記14.3参照）	-	-	-	-	(3,211)	(3,211)	-	(3,211)
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(1,100)	(1,100)
その他の変動(3)	-	-	-	(7)	(853)	(859)	(1,830)	(2,687)
2024年12月31日現在自己資本	3,411	-	2,584	(584)	97,464	102,875	18,051	120,926

(1) 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に相当し、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を含む。これらはまた、クロスカレンシー・スワップの外貨ベース・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。

(2) 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。

(3) 自己資本（非支配持分）の「その他の変動」は、2024年度において、増資2,359百万ユーロなどの英国政府によるサイズウェルCプロジェクトの保有比率増加2,971百万ユーロ（2023年度は485百万ユーロ）、Natixis Belgique InvestissementsによるEDF Investissements Groupeへの増資500百万ユーロおよびSizewell C (Holding) Ltdの支配の喪失(4,486)百万ユーロを含む（注記3.1.3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、2024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および供給、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2024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、2025年2月20日開催の取締役会において取締役によって承認された。

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2024年12月31日現在の連結財務諸表は、2024年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準において規定された表示、認識および測定規則に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

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。各表の合計値は四捨五入前の金額の総計であるため、これらの合計値と四捨五入後の数値の合計の間に差額が生じる場合がある。

2024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1.2.3に記載した変更を除き、2023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、2025年1月1日から当グループに適用され、2024年度の連結財務諸表には早期適用されていない、IASBが公表した基準、基準の改訂および解釈指針、ならびにそれより後に適用される基準、基準の改訂および解釈指針（一部は欧州連合による採択を条件とする）に関する情報も記載している（注記1.2.3）。

用いられた会計原則および会計処理方法の詳細は財務諸表に対する各注記に記載している。

1.2.1 IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」およびIFRS第7号「金融商品」の改訂—サプライヤー・ファイナンス契約

IASBは、サプライヤー・ファイナンス契約が企業の負債およびキャッシュフローならびに流動性リスクに対するエクスポージャーに与える影響を評価する目的で、サプライヤー・ファイナンス契約に関して開示すべき定性的および定量的情報を定義するため、2023年にIAS第7号およびIFRS第7号の改訂を公表した。

当グループは、要求される開示を注記13.5に記載している。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。

1.2.2 IAS第1号「財務諸表の表示」の改訂—負債の流動または非流動への分類、および特約条項付の非流動負債

2024年1月1日以降に適用される以下の改訂は、当グループの財務諸表に影響を与えていない。

- 負債の流動または非流動への分類。この改訂は、貸借対照表上で負債を流動または非流動に分類する原則を明確にしている。
- 特約条項付の非流動負債。同改訂は、報告日以後に企業が遵守しなければならない特約条項（コベナント条項）が期末日における負債の流動または非流動への分類に影響を与えないことを明確にしている。同改訂の目的は、当該特約条項付の非流動負債に関する情報開示を改善することである。

1.2.3 IASBが公表し、2025年1月1日以後に適用される基準

IFRS第18号「財務諸表における表示及び開示」

2024年4月9日に公表されたIFRS第18号は、2027年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。当該基準は、財務諸表における表示および開示に関する要求事項を規定し、IAS第1号「財務諸表の表示」に取って代わることになる。

現在、当グループにとっての主要な問題および影響を特定する作業が実施されている。

その他の基準

当グループは、以下の改訂の初めての適用による重要な影響はないと見込んでいる。

2025年1月1日から適用：

- ・ IAS第21号の改訂「外国為替レート変動の影響－交換可能性の欠如」。この改訂は、ある通貨が他の通貨に交換可能か否か、および、交換可能でない場合に適用すべき為替レートを事業体が決定するための指針を提供し、要求される追加的な開示を定めている。

2026年1月1日から適用：

- ・ 年次改善－第11集。IASBの年次改善プロジェクトは、一部のIFRS基準に一連の修正を年に一度行うものであり、文言を明確化し、比較的軽微な意図されていたなかった帰結、矛盾または見落としを訂正することを目的としている。
- ・ IFRS第9号およびIFRS第7号の改訂「金融商品の分類および測定」。2024年5月30日、IASBは、会計実務の多様性を考慮して、要求事項をより明確化し一貫したものにするために、IFRS第9号の分類および測定の要求事項に関する改訂を公表した。

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。

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、以下のとおり換算される。

- ・ 貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・ 損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・ その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含まれる。当該売却または清算日に、これらはその会社に関する他の換算差額と同様に、損益計算書に収益または費用として認識される。

1.3.2.3 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係る資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

1.3.4 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上される収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融およびエネルギー市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、当グループの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

当グループが見積りおよび判断を使用している主要な項目は以下のとおりである。

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。

したがって当グループは、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した、当該検査の「一般」フェーズが終了した。

900MWシリーズでは32基のうち21基が第4回10年検査を完了し、その中には2024年のピュジェ3号機、グラヴリーヌ2号機、ダンピエール3号機、ブレイエ2号機、シノンB1号機、トリカスタン4号機、グラヴリーヌ4号機、ダンピエール4号機、ブレイエ3号機が含まれる。現在、その他に1件の当該検査が進行中である（クリュアス3号機）。

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。

原子力発電所の50年を超える稼働延長については、現在、2件の予備的分析プロセスが進行中である。

- 900MWシリーズの第5回10年検査について、EDFは2023年6月に10年検査のガイドライン案をASNに送付し、ASNは2024年11月に当該ガイドラインに関する見解を送付した。当該検査の目標に対するEDFの回答書は、2026年末に提出される予定である。プロセスの終了時には、ASNが、900MW原子炉の稼働をさらに10年間延長するかについて、かかる第5回10年検査の一般フェーズの結論に鑑みて2028年の中頃に見解を提示する予定である。
- 稼働期間の分析について、全シリーズを対象に60年を超える「長期的」な稼働の検討が2023年度に開始された。当該検討はASNが定める日程表の一環で行われており、ASNは、2025年の評価フェーズおよび2026年の検証フェーズを経た後、2026年末に見解を提示する予定である。

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、2024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、関連する事業に応じて一定水準のリスクおよび不確実性が織り込まれる。算定にはさらに、以下のような不確実性の要素が含まれている。

- 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。

2024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、2024年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定を適切かつ妥当なものと考えているが、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（割引率およびインフレ率）および建設中資産の完成費用の影響を受ける。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10.7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、専用資産およびエネルギー契約を構成する負債証券および持分証券）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 持続可能性の問題

当グループは、特に気候、生物多様性、資源管理および廃棄物管理の問題について懸念している。こうした環境問題の影響は、特に非金融資産の減損といった、一部の会計項目（注記20を参照）の価額を見積もる上で使用される方法論およびモデルを適用する際に非明示的な条件となっている。

1.3.4.10 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續に鑑み、当グループはこれらの投資ファンドを連結していない。したがって、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。ガバナンスおよび契約上の合意によりLuminusは当該事業体の独占的支配を有しており、同事業体はIFRS第10号を適用して完全連結されている。

当グループは子会社であるEDF Energyを通じて、サイズウェルCプロジェクトのための持株会社であるSizewell C (Holding) Limitedに対する16.23%（2023年12月31日現在では49.44%）の持分を有している。当グループは、当該会社の取締役会に代表を置き、情報技術およびプロジェクト開発に不可欠な設備を提供していることから、当該会社に重要な影響力を行使する。当該会社はこれまで完全連結されていたが、2024年12月31日以降は当グループの財務諸表において持分法により会計処理されている。（注記3.1.3参照）。

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

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、Électricité de StrasbourgおよびDalkia）、次いでイタリアにおけるこの種の資産に当てはまる（注記10.5を参照）。
- 当グループの一部の子会社に対する投資の売却は、特にその会社が規制対象事業を行うか原子力発電所を操業している場合（英国のEDF Nuclear Generation Ltd.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）。

注記2 重要な事象の要約

2024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とおりである（参照先は、2024年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記である）。

・ 原子力開発：

- ＞ フラマンヴィル3のEPR：2024年5月8日に原子力安全局（ASN）が運転開始を許可したことから、EDFチームは5月8日から15日にかけて原子炉容器に241本の燃料集合体を装荷した。2024年9月2日、ASNから、フラマンヴィル3の核分裂の連鎖反応を始める作業の承認を受けた。EDFは、数々の技術試験を実施し、核分裂の開始に必要な条件を満たすよう設備を整備した。それ以降、EDFのチームは、原子炉の出力を段階的に引き上げるために、試験および検査のプログラムを実施した。フラマンヴィル3は、2024年12月21日に全国の電力網へ接続された。この初期接続の後は、原子炉の出力が100%に達するまで、ASNの監視の下で、試験フェーズならびに接続および切り離しフェーズが数か月間続く予定になっている（当グループの2024年5月8日、9月2日および12月21日付プレスリリース、ならびに注記10.3を参照）。
- ＞ フランスの原子力発電量は361.7TWhだったが、これは、当グループが2024年12月11日の発表で当初の予測から上方修正した原子力発電量予測（340-360TWhの範囲から358-364TWhの範囲に修正）に一致する（当グループの2024年12月11日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDFは、2024年5月31日にGE Steam Power（現Arabelle Solutions）の原子力事業の取得を完了した（当グループの2024年5月31日付プレスリリースおよび注記3.1.2を参照）。

・ 再生可能エネルギー：

- ＞ EDF Renewablesおよびそのパートナーらは発電容量約500MWのフェカン洋上風力発電所を竣工した（EDF Renewablesの2024年5月15日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDF Renewablesは、南アフリカにおける発電容量1.2GWの再生可能エネルギー発電施設の建設を発表した。内訳は風力発電763MW、太陽光発電355MW、貯蔵能力75MWであり、投資総額は16.5億ユーロとなる。それぞれの施設は2024年度から2026年度にかけて段階的に稼働する予定となっている（EDF Renewablesの2024年5月21日付プレスリリースを参照）。
- ＞ CEME 1：2024年7月8日、チリ最大となる太陽光発電所の竣工式が行われた。この発電容量480MWの太陽光発電所は、EDFおよびチリ企業AMEの共同支配企業であるGeneradora Metropolitanaが運転する予定となっている（当グループの2024年7月9日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDF Renewablesは、南米最大の風力発電所であるセーラ・ド・セリド発電所（ブラジル北東部）の運転開始を発表した。当該発電所は85機の風力タービンから構成され、設備容量は480MWである（EDF Renewablesの2024年7月18日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDF Renewablesは、韓国・霊光郡で同国初の洋上風力発電プロジェクトを買収した。この買収の後、最大発電容量1.5GWを見込む同プロジェクトの開発を継続する（EDF Renewablesの2024年9月3日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDFは、リカント（コルシカ島）のバイオエネルギー発電所の建設を開始した。同発電所は、合計発電容量130MWの新世代発電機8機から成る。液体バイオマスで発電を行い、ヴァジオ石油火力発電所に代わるものである（当グループの2024年11月22日付プレスリリースを参照）。
- ＞ EDF Renewablesは、177MWの発電容量を有する米国のモリス・リッジ太陽光発電所の稼働開始を発表した（EDF Renewablesの2024年12月20日付プレスリリースを参照）。

・ 資金調達取引：

当グループは、2024年度に、グリーン・ボンド3,329百万ユーロを含む総額6,672百万ユーロの社債を複数回にわたって発行した（注記18.3.2を参照）。EDFは2024年7月5日に、2018年10月4日に発行された額面1,250百万ユーロのハイブリッド債を償還した。2024年9月10日に、EDFは2013年1月29日に発行された額面1,250百万ユーロのハイブリッド債の償還オプションを2025年1月29日に行使する意向を発表した。この額面1,250百万ユーロの償還は、2025年1月29日に実施された（注記14.3を参照）。

・ 企業計画：

当グループは、EDFグループの企業計画「Ambitions 2035」を取締役に提示した。その目標は、顧客に資する未来の電力システムを構築することである。脱炭素化の目標を達成するためには、再生可能エネルギーの間欠性および顧客の消費ニーズに対処できる柔軟な解決策を展開しながら、2050年までに世界のエネルギー構成に占める電力の割合を2倍にする必要がある。フランスや当グループが事業を展開するその他の国で脱炭素化を実現するために、EDFはこの計画を通じて、2035年度までに欧州エネルギー部門のリーダーとしての地位を固め、新しい電力革命の推進を図り、未来の電力システムを構築することで、脱炭素化された利用可能で競争力のある電力を顧客に提供することを目指す。

注記3 連結範囲

会計原則および会計処理方法

被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産に対する持分の調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される（注記12を参照）。

共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

当グループの主要な共同支配事業は、EDF Tradingが共同所有しているJERA Global MarketsのLNG最適化活動、およびFriedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (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、企業結合は、以下の原則に基づき測定・認識されている。

- ・ 取得日現在で、識別可能な取得資産および引受負債は公正価値で測定され、被取得企業の非支配持分（少数株主持分）があればすべて、のれんとは別に記録される。
- ・ 非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この決定は取引毎に行われる。
- ・ 支配に影響しない子会社への投資の取得または処分は株主との取引とされ、直接自己資本に計上されなければならない。
- ・ 共同支配企業、共同支配事業または関連会社の追加持分を取得するが支配を獲得しない場合には、連結財務諸表上、以前に取得した資産負債の価額に変更はない。
- ・ 支配を段階的に獲得する場合には、企業結合の原価には、被取得企業に対するその時点までの取得者の保有持分の支配獲得日現在の公正価値が含まれる。
- ・ 支配を獲得する取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIFRS第9号に準拠して計上が求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。
- ・ IFRS第3号は共通支配下の企業結合には適用されない。共通支配下の企業結合については、個々に分析を行い、適切な会計処理が決定される。
- ・ 当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。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 連結範囲の変更

2024年度中に生じた当グループの連結範囲の変更は以下のとおりであった。

- 2024年1月25日における、Framatomeの少数株主であるAssystemが所有する5%の取得。この取得により、FramatomeグループおよびEdvanceに対するEDFの持分はそれぞれ80.5%、96.1%になった。
- 2024年1月31日における、当グループの専用資産管理を目的とした、Nordic Logistic（スウェーデンにある物流倉庫ポートフォリオ）の持分50%の取得。当グループの財務諸表において、この投資には持分法が適用されている。
- 2024年2月8日における、コンソーシアムとして、当グループの専用資産管理に関連した、ノルウェーの電気フェリー運航会社Fjord1の持分40.05%の取得。当グループの財務諸表において、この投資には持分法が適用されている。
- 2024年5月31日における、GE Steam Powerの原子力事業の取得。この下位企業集団は、当グループの「産業およびサービス」セグメントにArabelle Solutionsという名称で完全連結されている（注記3.1.2を参照）。
- 2024年9月23日における、当グループの専用資産管理に関連した、OPPCI Parcolog Invest（フランスにある物流倉庫ポートフォリオ）の持分50%の取得。当グループの財務諸表において、この投資には持分法が適用されている。
- 2024年12月6日における、当グループの資産管理に関連した、パリにあるオフィスビル所有者SCI Encore+ Bergèreの持分49%の取得。当グループの財務諸表において、この投資には持分法が適用されている。
- 2024年12月19日における、コンソーシアムとして、当グループの専用資産管理に関連した、オーストリアのテレコムタワー事業者OnTower（現Optimus Tower）の持分40.1%の取得。当グループの財務諸表において、この投資には持分法が適用されている。

2023年12月31日現在、当グループが49.4%を保有するSizewell C (Holding) Ltdは、被支配の関係にあり、完全連結されていた。2024年度下半期に発生した特定の事象により、当グループは同社の連結方法を変更し、同社は2024年12月31日以降、持分法により会計処理されている（注記3.1.3を参照）。

2023年、当グループにおいて、重要な影響を与えるような連結範囲の変更はなかった。以下の売却が実施された。

- 2023年1月25日における、オランダのスローCCGT発電所に対する投資50%の売却。
- 2023年2月1日における、英国のDalkiaの子会社であるImtechによるSuir Engineeringの100%の売却。
- 2023年10月12日における、アルジェリアのNorth Regganeに対してEdisonが保有していた11.25%持分の売却。

2024年12月31日より後に予定されている変更

2024年7月25日、Edisonは、ガス貯蔵資産（Stoccaggio）の売却に関するSnam SpAとの契約に署名した。2023年12月31日以降、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ている（注記3.2を参照）。

2024年12月9日、当グループの財務諸表で持分法が適用されているElpedison BV社の50%を保有しているEdisonは、HELLENiQ Energy Holdings S.A.からの買収提案を受け入れた。Elpedisonは、ティスヴィとテッサロニキの2か所で、合計発電容量820MWの天然ガス発電所を運営している。売却は、両当事者が買収契約を締結した時点で完了する（Edisonの2024年12月9日付プレスリリースを参照）。2024年12月31日現在、Elpedison BV社の株式は、当グループの財務諸表において持分法により会計処理されている。

3.1.2 下位企業集団Arabelle Solutionsの取得

2022年11月4日に署名していたGeneral Electricとの合意協定および必要な規制上の承認を含むすべての完了条件が満たされたことを受けて、GE Vernovaの原子力発電所の従来型アイランドに関する事業（旧称GE Steam Power、現Arabelle Solutions）の取得が2024年5月31日に完了した。

これらの事業は、「アラベル」蒸気タービンを含む新設原子力発電所の従来型アイランド向け設備の供給、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を目的としている。これらの蒸気タービンは特に、欧州加圧水型原子炉（EPRおよびEPR 2）や小型モジュール型原子炉（SMR）に設置できる。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の技術およびスキルを強化し、原子力部門および欧州のエネルギー保障にとって鍵となる技術およびスキルを豊かにすることが可能となる。Arabelle Solutionsは、フランス、英国およびインドを中心に合計3,300名の従業員を擁している。この投資は、2024年5月31日付で当グループの連結財務諸表において「産業およびサービス」セグメントに完全連結されている。

2024年12月31日現在の連結財務諸表に対するArabelle Solutionsの寄与額は、売上高が255百万ユーロ、減価償却費および償却費控除前営業利益が（120）百万ユーロ、純利益が（117）百万ユーロ、純負債額が（266）百万ユーロである。

当グループは、独立の査定人による評価に基づいて、支配獲得日現在の識別可能な取得資産および引受負債を公正価値で評価することで、取得価格の暫定的な配分を行った。この作業および最終的な勘定の作成は、2025年度上半期に完了する予定であるため、2024年12月31日現在の当該取引の会計処理は暫定的なものである。IFRS第3号に準拠して、当グループは取得日から12か月以内にこの最終評価を実施する。

暫定的な取得価格は904百万ユーロであり、その内の309百万ユーロが取得現金に相当する。当該取得価格は、取得後の監査済み財務諸表および価格調整条項に基づき調整される。

取引日における暫定的な取得貸借対照表の詳細は、以下に記載するとおりである。当該貸借対照表は、当グループの企業間取引を消去する前のものである。当該消去は、主に営業債権、繰延収益および前受金に関連する。

資産（単位：百万ユーロ）	暫定取得貸借対照表
有形および無形固定資産	722
関連会社に対する投資	43
金融資産およびその他の非流動資産	38
繰延税金資産	151
非流動資産	954
棚卸資産	176
営業債権	340
金融資産およびその他の流動資産	254
当期税金資産	23
現金および現金同等物	309
流動資産	1,102
資産合計	2,056
自己資本および負債（単位：百万ユーロ）	暫定取得貸借対照表
自己資本（EDF持分）	391
自己資本（非支配持分）	1
自己資本合計	392
非流動引当金	112
金融負債およびその他の非流動負債 ⁽¹⁾	172
繰延税金負債	182
非流動負債	466
流動引当金	27
営業債務	209
金融負債およびその他の流動負債 ⁽¹⁾	956
当期税金負債	6
流動負債	1,198
自己資本および負債合計	2,056
(1) 契約に係る負債827百万ユーロを含む（流動部分684百万ユーロ）。	

取得資産および引受負債の公正価値評価による主な調整は、以下に関連している。

- ・ 無形資産390百万ユーロ。内訳は以下のとおりである。
 - ロイヤルティ免除法により評価されたArabelle Solutionsブランド38百万ユーロ。当該ブランドの耐用年数は無期限とみなされている。
 - 超過収益法により評価された顧客関係255百万ユーロ。当該ブランドの耐用年数は、事業単位ごとに評価され、平均減価償却期間は約10年となった。
 - ロイヤルティ免除法により評価された技術97百万ユーロ。当該技術の耐用年数は、事業単位ごとに決定され、平均減価償却期間は約15年となった。
- ・ 主にフランスのペルフォールおよびインドのサナンドの用地における有形固定資産176百万ユーロ。内訳は以下のとおりである。
 - 市場価格を基に評価した土地および建物94百万ユーロ。
 - 再調達原価法により評価したその他施設など82百万ユーロ。
- ・ 繰延税金負債純額160百万ユーロ。認識された繰延税金は、主に、取得貸借対照表において実施された公正価値の調整に関連する税効果（税引前566百万ユーロ）に対応している。

暫定的なれんは513百万ユーロに上り、この取得によって見込まれる、特に以下の将来の経済的便益の評価に相当する。

- ・ Arabelle SolutionsとEDFグループとの既存および将来の顧客関係
- ・ 将来的な外部顧客との関係
- ・ 取得事業の将来の技術的潜在力
- ・ Arabelle Solutionsの人的資本

暫定的なれんの詳細は、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	
取得純資産	391
暫定取得価格	904

暫定的な のれん	513

3.1.3 Sizewell C (Holding) Limitedの支配の喪失

サイズウェルCは、EPR原子炉2基を備えた総発電容量3.3GWの原子力発電所を英国サフォーク州に建設するプロジェクトである。当該プロジェクトはヒンクリー・ポイントCを再現する戦略に基づいている。

サイズウェルCプロジェクトは2022年11月、規制資産ベース（RAB）の資金調達モデルの適用資格を認められた。しかし、発電所建設の決定は引き続き最終投資決定（FID）に左右される。

2022年11月29日以降、英国政府（HMG）は、当該プロジェクトの株主となっている。FIDまで当該プロジェクトに資本を提供するEDFのコミットメントには上限が定められており、2023年度末に資金提供額が上限に達したため、それ以降、英国政府が単独で資金提供を行っている。

2024年12月31日現在、英国政府が当該プロジェクトの83.77%（2023年12月31日現在50.56%）を保有し、EDFが残りの16.23%（2023年12月31日現在49.44%）を保有している。

2024年12月31日現在、EDFは、特に以下の要因を勘案して、サイズウェルCに対する支配を喪失している。

- ・ 保有率の段階的な低下に伴い、EDFがサイズウェルCのガバナンスにおける権利を喪失していること。保有率は、当グループが最終投資決定日までの目標に定めていた割合に近い水準に達している。
- ・ 英国政府が2026年度半ばまでの当該プロジェクトの資金提供を確保することで、当該プロジェクト開発を支援する意思を示していること。
- ・ 意思決定および建設プロジェクト指揮に必要なスキルを備えた、EDFから独立しているサイズウェルC統率チームが設置されたこと。

2024年12月31日以降、Sizewell C (Holding) Ltdは、当グループが当該会社に対して重要な影響を行使していることから、持分法が適用されている（注記1.3.4.10参照）。

Sizewell C (Holding) Ltdの支配の喪失が貸借対照表に及ぼす影響は、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2024年12月31日 現在
のれん	10.1	1,417
有形固定資産およびその他の資産	10.3	3,686
資産合計		5,103
自己資本	14	4,487
非支配株主持分	14	4,486
その他の負債		616
負債合計		5,103

2024年12月31日現在、当グループのSizewell C (Holding) Ltdへの投資は、持分法の適用により会計処理され、その価額は652百万ユーロである（注記12を参照）。

Sizewell C (Holding) Ltdの連結方法の変更が損益計算書に与える影響は（63）百万ユーロであり、「その他の収益および費用」に計上されている（注記7を参照）。また、当該プロジェクトについて締結された1,591百万ユーロの契約が発効したことを受けて、営業売上に関して受け取ったオフバランスシート・コミットメントも増加している（注記22.2.1.1を参照）。

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。

2024年12月31日現在で、売却目的保有資産および負債の対象となるのは、主にイタリアのEdison (Stoccaggio) におけるガス貯蔵資産である。2024年7月25日、Edisonは、ガス貯蔵資産の売却に関するSnam SpAとの契約に署名した（Edisonの2024年7月25日付プレスリリースを参照）。

2023年12月31日現在で売却目的保有資産および負債に分類されていた英国のEDF Energyのガス貯蔵資産は、2024年3月に売却が完了した。この売却は、当グループの損益計算書および負債に重要な影響を及ぼさなかった。

IFRS第5号の適用に基づく、売却目的保有資産および負債の詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
売却目的保有資産	589	596
有形および無形固定資産	417	440
その他の流動資産 ⁽¹⁾	172	156
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	122	147
非流動引当金およびその他の非流動負債	100	137
その他の流動負債 ⁽¹⁾	22	10
(1) その他の流動資産および負債は運転資本の構成要素から構成されている。		

3.3 2024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。

- ・ **発電と供給 (G)**：原子力、熱エネルギー、再生可能エネルギー（風力、太陽光および水力など）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。
- ・ **配電 (D)**：低電圧および中電圧公共配電網の管理。この部門はEnedisおよびÉlectricité de Strasbourgの配電業務ならびにEDFのアイランド関連業務を含む。
- ・ **サービス (S)**：原子炉向け設備および燃料の生産およびサービス、ならびに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）。この部門はFramatome、Arabelle SolutionsおよびDalkiaの事業を含む。
- ・ **その他業務 (O)**：この事業はその他のエネルギー・サービス、EDF Investの持株会社および専用資産に分類された企業、ならびにEDF Tradingが実施する事業を含む。

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とおりである。

3.3.1 完全連結会社

フランスー発電と供給		所有割合 (%) 2024年12月31日 現在	所有割合 (%) 2023年12月31日 現在	事業部門
Électricité de Franceー親会社		100.00	100.00	G,D,0
Group Support Services (G2S)		100.00	100.00	0
Edvance		96.10	95.10	0
NUWARD		100.00	100.00	0
Cyclife		100.00	100.00	0
IZI Confort		100.00	100.00	0
Sowee ⁽¹⁾		-	100.00	0
IZI Solutions Durables (旧 IZI Solutions)		100.00	100.00	0
IZI Solutions Renov ⁽²⁾		-	100.00	0
IZIVIA		100.00	100.00	0
EDF Pulse Holding		100.00	100.00	0
Hynamics		100.00	100.00	G
Agregio solutions		100.00	100.00	0
Energy2Market (E2M)		100.00	100.00	0
EDF Solutions Solaires (旧 EDF ENR)		100.00	100.00	0
Immo C47		51.00	51.00	0
その他の持株会社 (EDF Invest)		100.00	100.00	0
フランスー規制業務				
Enedis		100.00	100.00	D
Électricité de Strasbourg		88.64	88.64	G,D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100.00	100.00	G
産業およびサービス				
Framatome	フランス	80.50	75.50	S
Arabelle Solutions ⁽³⁾	フランス	100.00	n.a.	S
Arabelle Solutions SAS (旧 Société C109)	フランス	100.00	n.a.	S
Arabelle Solutions Holding UK	英国	100.00	n.a.	S
英国				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100.00	100.00	G,0
EDF Energy UK Ltd.		100.00	100.00	0
イタリア				
Edison SpA (Edison)		97.17	97.17	G,0
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100.00	100.00	0
その他国外				
EDF International SAS	フランス	100.00	100.00	0
EDF Belgium SA	ベルギー	100.00	100.00	G
Luminus SA	ベルギー	68.63	68.63	G,0
EDF Brasil Holding ⁽⁴⁾	ブラジル	100.00	n.a.	G,0
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	100.00	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
Mekong Energy Company Ltd.(MECO)	ベトナム	56.25	56.25	G
Lingbao	中国	65.00	65.00	G
EDF Andes Spa	チリ	100.00	100.00	G
(1) Soweeは、2024年10月31日にEDF SAへ統合された。				
(2) IZI Solutions Renovは、2024年5月31日にIZI Solutions Durables社へ統合された。				
(3) Arabelle Solutionsは、2024年5月31日に行われたGE Steam Powerの原子力事業の取得に対応している。				

(4) EDF Norte Fluminenseが以前所有していた特定の子会社（持分法適用会社で51%所有のCompagnie Énergétique de Sinopを含む）は、現在、EDF Brasil Holdingが保有している。

		所有割合 (%) 2024年12月31日 現在	所有割合 (%) 2023年12月31日 現在	事業部門
EDF Renewables				
EDF Renewables	フランス	100.00	100.00	G,0
Dalkia				
Dalkia	フランス	99.94	99.94	S
その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	0
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
Société C3	フランス	100.00	100.00	0
EDF Holding SAS	フランス	100.00	100.00	0
Citégestion	フランス	100.00	100.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	0
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	86.22	92.46	0
Océane Re	ルクセンブルグ	99.98	99.98	0
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	100.00	100.00	0

3.3.2 共同支配事業

		所有割合 (%) 2024年12月31日 現在	所有割合 (%) 2023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	0

3.3.3 持分法適用会社

		所有割合 (%) 2024年12月31日 現在	所有割合 (%) 2023年12月31日 現在	事業部門
フランスー発電・供給				
Domofinance	フランス	45.00	45.00	0
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	フランス	50.10	50.10	0
Elisandra IV (Madrileña Red de Gas Holding) (EDF Invest)	スペイン	20.00	20.00	0
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	24.50	24.50	0
Thyssengas (EDF Invest)	ドイツ	-	50.00	0
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	フランス	19.40	19.40	0
Ecowest (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Fallago Rig (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Catalina Solar (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Switch (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Red Pine (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Energy Assets Group (EDF Invest)	英国	40.00	40.00	0
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
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	フランス	24.50	24.50	0
Issy Shift (EDF Invest)	フランス	33.33	33.33	0
Holding d'Infrastructures Numériques	フランス	33.33	n.a.	0

Orange Concessions (EDF Invest)	フランス	16.67	16.67	0
92 France (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Memphis (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Nordic Logistic (EDF Invest)	スウェーデン	50.00	n.a.	0
Fjord1 (EDF Invest)	ノルウェー	40.05	n.a.	0
Parcolog Invest (EDF Invest)	フランス	50.00	n.a.	0
Encore + Bergère (EDF Invest)	フランス	49.00	n.a.	0
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	オーストリア	40.10	n.a.	0
その他国外				
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
(1) Coentreprise de Transport d'Électricité、すなわちCTE。RTEの100%所有会社。				

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 (%) 2024年12月31日 現在	議決権保有比率 (%) 2024年12月31日 現在
Edison SpA	97.17	100.00
EDF Investissements Groupe SA	86.22	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とおりである。

- ・ 「フランスー発電と供給」：EDF SAのエネルギー生産および販売業務。このセグメントはまた、下流部門（B2BおよびB2C、集合体）で事業を営む企業ならびにすべてのEDF Investの株式保有を含む。
- ・ 「フランスー規制業務」：EnedisおよびÉlectricité de Strasbourgの配電業務ならびにEDFの島部業務。
- ・ 「産業およびサービス」：FramatomeおよびArabelle Solutions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およびTdE SpA下位企業集団内の企業。
- ・ 「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から成る。

2024年5月31日のArabelle Solutionsグループの取得（注記3.1.2を参照）を受けて、「Framatome」セグメントは、「産業およびサービス」に名称変更された。したがって、当該セグメントは、FramatomeおよびArabelle Solutionsの原子力事業向けの設備生産およびサービス供給に関連する産業活動を統合している。

セグメントの統合は行われていない。

4.1.1 2024年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）	フランスー 発電と 供給	フランスー 規制 業務	産業 および サービス (1)	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業 (2)	セグメント 間消去	合計
損益計算書：											
対外売上高	47,991	20,037	2,525	17,477	15,197	4,280	1,534	5,323	4,326	-	118,690
セグメント間売上高	2,975	34	2,648	21	26	316	620	695	522	(7,857)	-
売上高合計	50,966	20,071	5,173	17,498	15,223	4,596	2,154	6,018	4,848	(7,857)	118,690
その他の対外費用および 人件費	(10,250)	(5,413)	(4,131)	(1,943)	(1,433)	(1,005)	(1,392)	(3,603)	(239)	1,695	(27,714)
減価償却費および償却 費 控除前営業利益	20,950	5,576	499	3,485	1,762	835	1,387	425	1,985	(381)	36,523
営業利益	11,698	1,823	92	1,283	531	557	506	45	2,149	(357)	18,327
貸借対照表：											
のれん	127	223	2,023	3,596	142	56	195	634	112	-	7,108
無形資産および 有形固定資産	67,128	74,265	3,917	25,829	5,699	2,542	13,368	2,644	554	-	195,946
無形資産および 有形固定資産への投資	7,709	5,803	522	7,152	596	413	2,068	478	38	-	24,779
資産合計	214,091	76,443	7,296	18,781	4,577	20,345	14,852	5,429	3,391	-	365,205
借入金および その他の金融負債	91,049	7,280	928	8,115	1,417	23,031	13,515	2,157	1,150	(66,840)	81,802

(1) 産業およびサービスのセグメントは、FramatomeおよびArabelle Solutionsの下位企業集団の活動を含む。Arabelle Solutionsに関しては、当グループの純利益への寄与は、2024年5月31日に連結対象になってからの7か月間の業務に相当する（注記3.1.2を参照）。

(2) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した1,908百万ユーロのトレーディングのマーゲンを含む。

4.1.2 2023年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	フランス 一発電と 供給	フランス 一規制 業務	Framatome	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業 (1)	セグメント 間消去	合計
損益計算書：											
対外売上高	60,313	19,370	2,010	21,094	17,745	5,168	1,338	5,733	6,944	-	139,715
セグメント間売上高	3,931	43	2,056	38	42	415	693	662	733	(8,613)	-
売上高合計	64,244	19,413	4,066	21,132	17,787	5,583	2,031	6,395	7,677	(8,613)	139,715
その他の対外費用および人件費	(9,589)	(5,181)	(3,259)	(1,767)	(1,416)	(967)	(1,292)	(3,595)	(365)	1,468	(25,963)
減価償却費および償却費控除前営業利益	24,677	3,707	597	3,967	1,855	872	932	407	3,255	(342)	39,927
営業利益	18,651	13	238	(9,823)	789	245	206	35	3,162	(342)	13,174
貸借対照表：											
のれん	130	223	1,475	4,901	150	51	197	626	142	-	7,895
無形資産および有形固定資産	64,499	71,353	2,953	21,593	5,721	2,495	13,060	2,429	456	-	184,559
無形資産および有形固定資産への投資	6,584	5,217	341	5,529	520	315	2,124	366	25	-	21,021
資産合計	164,285	76,381	7,280	46,240	10,067	6,917	18,942	6,197	28,503	-	364,812
借入金およびその他の金融負債	96,129	6,152	296	7,984	1,780	18,754	11,603	2,086	2,795	(60,932)	86,647

(1) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した3,666百万ユーロのトレーディングのマーヅンを含む。

4.2 地域別の外部顧客への売上高

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
フランス	70,346	81,153
英国	22,261	28,987
イタリア	13,129	15,463
ベルギー	3,659	4,589
その他	9,295	9,523
欧州	5,462	6,042
米州	2,626	2,438
アジア	911	833
アフリカ	282	204
売上高	118,690	139,715

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	2024年度	2023年度
売上高	5.1	118,690	139,715
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(54,217)	(80,989)
対外サービス費用		(19,754)	(17,281)
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）		(4,958)	(4,550)
棚卸資産および資本財の変動		13,579	11,041
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少		335	297
その他の対外費用(1)		(10,798)	(10,493)
人件費	5.3	(16,916)	(15,470)
法人所得税以外の税金	5.4	(4,142)	(4,064)
その他の営業収益および営業費用	5.5	3,906	11,228
減価償却費および償却費控除前営業利益		36,523	39,927
(1) 外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、その他の対外費用は、2023年度と比較して0.5%増加した。			

外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益は、本業の変動が（3,354）百万ユーロとなった（-8.4%）。これは、主に**フランスー発電と供給**セグメント（（3,727）百万ユーロ）、**その他事業**セグメント（（1,269）百万ユーロ）および**英国**セグメント（（595）百万ユーロ）の減少、ならびに、それとは反対に**フランスー規制業務**セグメント（1,869百万ユーロ）および**EDF Renewables**（456百万ユーロ）の成長によるものである。

フランスー発電と供給セグメントにおける減価償却費および償却費控除前営業利益は、市場価格の下落を背景とする原子力発電量（+41.3TWh）および水力発電量の増加（+11.8TWh）にもかかわらず、（3,727）百万ユーロの本業の減少となった。

その他事業の減価償却費および償却費控除前営業利益の減少（1,269）百万ユーロは、主に、ボラティリティおよび市場価格の低下を背景とするトレーディング業務（1,621）百万ユーロによるものである。ガス事業の減価償却費および償却費控除前営業利益は、ガス貯蔵事業のマージン増加を主因として+341百万ユーロ増加した。

英国セグメントにおける減価償却費および償却費控除前営業利益の（595）百万ユーロの本業の減少は、特に、住宅顧客および小規模企業セグメントのマージン低下ならびに市場価格下落の影響によるものである。

フランスー規制業務セグメントにおける減価償却費および償却費控除前営業利益の1,869百万ユーロの本業の増加は、主に、電力網の電力損失を補うための購入が2023年度より低い市場価格で実施されたことを理由とする有利な価格効果、および2024年11月1日のTURPE送電料金引上げによる有利な影響に起因する。

2024年5月31日付で連結されたArabelle Solutionsにより、**産業およびサービス**セグメントに減価償却費および償却費控除前営業利益（120）百万ユーロが生じた。

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、顧客への引渡しが行われた時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

一部のグループ企業は、当グループのリスク管理方針に準拠して、需給をバランスさせるためにガスおよび電力卸売市場で最適化取引を実施している。関連する売上高は、購入額差引後の純額で計上される。企業がユーロ建ての正味売りポジションを有する場合には、当該ポジションは「エネルギー売上高」に含まれる。ユーロ建ての正味買いポジションは「購入燃料およびエネルギー費用」に含まれる。

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、かつ消費する場合（特に運営および保守サービスの場合）。
- 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いを受ける権利を有する場合（特に発電所または一顧客のために特別に設計された主要部品向けの一定の設計、引渡しおよび試運転業務の場合）。

- ・ 当該サービスが資産（財またはサービス）を生み出すかまたは資産の価値を高め、顧客が当該サービス実施の進捗に応じて、その支配を獲得する場合。

これは特に、発電所または顧客のために特別に設計された主要部品（特にFramatomeおよびArabelle Solutionsが製造するもの）に関する特定の設計、引渡しおよび試運転業務に適用される。

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

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に関連する取引は、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、電力の引渡し時に売上収益に認識される。さらに、ARENH価格には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。

5.1.1 規制の変更

フランスの規制電力販売料金

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、すなわちCRE）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国务院は、その2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則は、当該料金が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。

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、域内電力市場の共通規則に関する欧州指令（EU）2019/944に準拠して、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益または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、住宅顧客または事業顧客向けに契約電力水準36,000VAまで確保されていた（「青色」料金）。フランスの2024年4月11日付法律第2024-330号および2025年1月15日付政令第2025-49号が適用されたことで、電力に関する水準は2025年2月1日から撤廃された。したがって、当該顧客は、電力が36kVAを超える用地についても規制販売料金を利用できる（「黄色」料金）。

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。

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 変更（税込み／税抜き）	非住宅顧客向け「青色」料金の 変更（税込み／税抜き）	料金決定日	適用日
19/01/2023	+15 % / +20.0 %	+15 % / +19.9 %	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+10 % / +10.0 %	+10 % / +10.0 %	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+9.5 % / +0.18 %	+5.7 % / -3.55 %	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	-15 % / -22.61 %	-15.06 % / -22.67 %	28/01/2025	01/02/2025

2025年1月15日付決定において、CREは、2025年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金（税金を除く）の平均22.61%の引下げ、および非住宅顧客向け「青色」料金の平均22.67%の引下げを提案した。当該提案は、2025年1月28日の料金決定から適用されている。また、2024年12月20

日付の省令では、2025年2月1日から適用される電力消費税が規定された。これらの変更が累積した結果、住宅および非住宅顧客減少「青色」料金（税金を含む）はそれぞれ平均15%および15.06%の引下げとなった。

2025年1月16日付決定において、CREは、契約電力が36kVAを超える用地の引受に適用される「黄色」および「緑色」料金の価格表を提案した。当該価格表は、電力水準の低い用地と同様に、フランスのエネルギー法第L.337-6条および第R.337-19条に定められたコストスタッキング方式を適用して設定されている。

電力緩衝措置

上限料金の対象とならない企業および地方当局を2023年度に支援するために、2022年12月30日付財政法第181条によって「電力緩衝」措置が導入されていたが、2023年12月29日付財政法第2023-1322号第225条は、2024年度の当該措置を延長および変更した。

2023年12月30日付政令第2023-1421号および第2023-1422号は、2024年度における電力緩衝措置の適用ルールを規定している。適格な顧客は、対象月の消費量の75%（小規模事業者は100%）に関して割引を受けるものとし（過去の消費量の90%を限度とする）、当該割引は、2024年度の契約における税およびTURPE料金を除いた変動分の平均価格と行使価格である250ユーロ/MWh（小規模事業者は230ユーロ/MWh）との差額として算出される。

「TURPE」送配電網使用料金

電力網事業者であるEnedisおよびRTEが公共送配電網管理のために負担する費用は、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条以下に規定するとおり、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日付官報第0096号にて公布）。これらの料金は2021年8月1日から約4年間適用される。

2024年6月26日付決定第2024-122号において、CREは、2024年8月1日からのTURPE配電料金の平均+4.81%の引上げを提案した。2021年1月21日付決定第2021-13号においてCREが資産に係るマージンを2.5%、および追加の規制資本利益率を2.3%に設定していたことから、以前の改定率は2023年8月1日が+6.51%、2022年8月1日が+2.26%であった。

2024年6月26日付決定第2024-121号において、CREは、2024年8月1日からのTURPE送電料金の平均+4.99%の引上げを提案した。2021年1月21日付決定第2021-12号においてCREが名目税引前加重平均資本コスト（WACC）を4.6%に設定していたことから、以前の改定率は2023年8月1日が+6.69%、2022年8月1日が-0.01%であった。

2024年8月31日付でフランス官報に公布された2024年8月29日付の書簡において、経済・金融・産業およびデジタル主権大臣付の産業・エネルギー担当大臣は、2025年2月1日に見込まれている規制販売料金の引下げを考慮し、特に料金安定性の観点からフランス政府のエネルギー政策の方針を反映したTURPEの料金の変更に關する新しい決定をCREに要請した。CREは、2024年9月10日付で決定第2024-158号を公布し、当該決定の中で、これまでの決定はエネルギー政策の方針を軽んじていないと考察したうえで、当該新決定の施行日を2024年11月1日に定めることを明示し、行政当局がフランス官報で当該新決定を公布するように要請した。この要請は実行された。

2025年1月15日付決定第2025-08において、CREは、2025年2月1日からのTURPE配電料金の例外的な7.7%の引上げを提案した。この変更は、TURPE 6の最初の数年間に形成されたEnedisの収益費用調整勘定（CRCP）について、清算を前倒しすることを目的としている。この早期清算の目的は、2025年8月1日に発効するTURPE 7の配電料金の水準を変化させないことにある。

同様にTURPE送電料金についても、CREは、2025年1月15日付決定第2025-09号において、2025年2月1日から+9.61%の例外的な引上げを提案した。

Enedisを含む公共送電網の利用者は、RTEの例外的な前払い（RTEの収益費用調整勘定の残高の一部を前倒して返還したもの）を2023年2月に受けた。当グループは、2022年12月31日現在でRTEに対し1,723百万ユーロの売上債権を認識していた。

TURPE 7の送配電料金

2025年2月4日、CREは、TURPE 7の配電料金に関する決定案を含む決定第2025-40号を公布し、TURPE 7の期間において、資産に係るマージン水準を2.5%、追加の資本利益率を2.9%、および借入利息を2.1%に設定した。補填が必要な費用について、現在利用可能な情報を基に、CREは、2025年2月1日の例外的な7.7%の引上げによって、2025年8月1日時点の予想費用については料金変更なしで補填でき、2026年、2027年および2028年8月1日の料金変更はインフレ率に近い水準になると示した。2025年8月1日時点で、電化費用償却基金（FACÉ）がTURPEからフランス国家予算に移転される場合、TURPE配電料金は1.92%引き下げられる見込みである。

2025年2月4日、CREは、TURPE 7の送電料金に関する決定案を含む決定第2025-39号を公布し、規制資産基盤に対する利益率を税引前5%に設定した。また、洋上風力発電所はRTEの他の事業よりも複雑性およびリスクが高いことから、当該決定では、当該発電所の接続を構成する資産に0.5%の特別追加利益プレミアム率を採用している。補填が必要な費用について、現在利用可能な情報を基に、CREは、2025年2月1日の例外的な9.6%の引上げによって、2025年8月1日時点の予想費用については料金変更なしで補填でき、2026年、2027年および2028年8月1日の料金変更はインフレ率に近い水準になると示した。

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、その消費量および契約電力水準に係る予測を基礎として決定される。

配電網事業者間で配電費用を平準化する目的のもと、この料金で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、電力平準化基金（FPE）は、料金に考慮されていない電力網運営条件の格差から生じる費用の一部または全部を補償している。平準化メカニズムには、定率に基づくものと、電力財務諸表事業者の要請に応じてその決算の分析に基づき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。電力平準化基金に關係するEDF企業は、Enedis、Électricité de StrasbourgおよびSEIである。

2024年6月13日付決定第2024-97号において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2024年度について252百万ユーロと設定した。

定率メカニズムについて、2023年11月22日付省令は、配電網事業者に係る2023年の電力平準化基金への支払拠出額および受取配分額を規定している。Strasbourg Électricité RéseauxおよびEnedisによる要支払固定拠出額はそれぞれ1.1百万ユーロおよび30.1百万ユーロである。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。

既存の原子力発電への規制接続（ARENH）制度

制度の概要

2011年度に創設され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されたアクセスに関する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、42ユーロ/MWh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組み込んでいる。

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し、現時点で当該承認は得られていない。

2022年4月から12月の追加電力20TWhをめぐる係争

2022年度初頭にフランス政府がEDFに課したこの制度の下で、適格代替供給業者は、256.98ユーロ/MWhの価格で同量をEDFに販売することを条件として、2022年4月1日から2022年12月31日の間に、46.20ユーロ/MWhの規制価格にて最大20TWhの電力を追加購入できた。代替供給業者がこの枠組み内で申請した電力量は19.5TWhにとどまった。

この措置は当社は多大な不利益を被ったため、EDFは2022年8月9日に、国が権限を逸脱しているとし、当該措置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、2022年10月27日に、当該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。

国務院は、2023年2月3日に、当該措置に対するEDFの訴えを却下した。国務院の決定に対しては、上訴申立をすることができない。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2023年に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。かかる不利益の見積額は、EDFの抗弁趣意書の提出日である2023年10月13日の時点で79.6億ユーロである。

2024年度のARENH

2024年度に係るARENH割当については、2023年10月26日付決定第2023-330号において、エネルギー法（2022年10月29日付政令第2022-1380号により改正されたエネルギー法第R.336-14条）の求めに従い、CREは、2024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取引量の割当方法およびARENH申請の評価基準（ARENH期間に代替供給業者が申請したARENHを検証し、必要に応じて修正する方法）を設定した。

CREは、EDFが支配する子会社（2011年4月28日付省令で明記されているとおり、電力網事業者を除く）の超過申請はすべて削減される旨、ならびにEDFが支配する子会社は、他の代替供給業者が受ける削減条件を含むARENH基本契約の条件と同一の条件で親会社と供給契約を直接締結できる旨を明記した。

2023年11月15日、決定第2023-333号において、CREは、実際の販売量に対してARENH申請の超過があった場合に、代替供給業者が支払う価格補完（いわゆるCP2）の算出ルールの修正を決定した。当該修正により、ARENH期間における供給業者の過剰請求に対する罰則がより抑止力のあるものとなった。

最後に、2024年度の引渡しに係る2023年11月の期間中のARENH申請は、合計130.45TWh（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-0.04TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計130.41TWhとした。さらに、CREは合計100TWhの限度量を遵守するために各供給業者の申請を削減した。削減を勘案すると、割当率は最終的に76.68%となった。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（25.54TWh）。

2024年度中に、CREはEDFに対してARENH引渡し中断に関する通知を3度行った。その内訳は、CREのCoRDiS（紛争処理および違約金に関する委員会）の決定によるものが2件、EDF SAへのSowee資産完全移転によるものが1件である。これらの中断による累積量は7.3MWとなり、そのうち1.1MWがCoRDiSの決定によるものである。

2024年6月18日付で公布された政令第2024-556号は、ARENH価格補完に関して2024年度財政法が導入した法律改正と整合性を取るために、エネルギー法の政令部分を修正した。2023年度以降にARENH引渡しで回収したCP1価格補完額は、代替供給業者の間で割当てられなくなり、公共サービス料金からの控除としてEDFに支払われる。この修正は、当グループの純利益に影響を与えない。

2024年6月26日、CREは、ARENH価格補完に関する決定第2024-125号を公布し、CP1は555.1百万ユーロ、CP2は0.5百万ユーロに設定されている。

最後に、2025年度の引渡しに係る2024年11月の期間中のARENH申請は、合計135.04TWh（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4社の供給業者に関して一部の申請を下方調整（合計-0.11TWh）し、CREが有効と認めた申請量を合計134.93TWhとした。さらに、CREは合計100TWhの限度量を遵守するために各供給業者の申請を削減した。削減を勘案すると、割当率は最終的に74.12%となった。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（22.7TWh）。

12月5日にフランス官報に公布された2024年11月29日付政令では、ARENH基本契約が修正され、特に、以前の政令の付録に一部変更が加えられた。

ARENH後の市場枠組み

2025年度財政法第17条に定められた新しい枠組みでは、価格が高騰した場合の顧客保護を補完する目的で、過去に原子力発電所において核燃料利用分の年間エネルギー純収益が所定の水準を上回った場合に、EDFが当該収益から一定割合の拠出金を支払う規定になっている。具体的にこの措置では、原子力発電所の収益から拠出金が発生する閾値として、課税閾値と上限閾値の2つを設定しており、拠出率はそれぞれ50%、90%に定められている。当該閾値は3年ごとに省令によって定められ、CREによって評価された既存の発電所の電力発電総費用を基にして、5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWhを加算した値が課税閾値、35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhを加算した値が上限閾値となる。EDFは、2023年11月の合意に基づく閾値である78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWh（共に2022年のユーロ）が遵守されるか引き続き注視していく。

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、ベルギー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日付法律第2010-1488号により、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。これと引き換えに、発電容量証書が付与される。

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。

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、すなわち発電所運営者（EDF SA、Dalkia、EDF Renewables）として、また、電力供給業者（EDF SA、Électricité de Strasbourg）および電力網損失を補うための電力購入者（EnedisおよびÉlectricité de Strasbourg）として、これに関与している。

2023年10月に発効した発電容量メカニズムに係る規則の改定は、購入義務契約の早期解約および2025年度以降の化石燃料を利用する容量市場への参加制限に係る枠組みを提供するものである。

2026年11月から新しい発電容量メカニズムを実施できるように、現行メカニズムの最終引渡年度である2026年度の期間が変更されている。すなわち、現行メカニズムの2026引渡年度は「短縮」されて、2026年1月1日から2026年3月31日となる。

新しい発電容量メカニズムについては協議が行われており、その主な特徴として、単一の当事者（RTE）が供給力に係るコミットメントを購入する形で、電力供給確保に向けた購入が一元化される見込みである。この一元化と、入札回数を削減することにより、すべての関係者にとって市場のファンダメンタルズの透明性が改善することが見込まれている。このメカニズム変更は、フランス議会および（国家補助金に関連して）欧州委員会の承認を必要とする。

以下の引渡年度について引渡年度前に行われた発電容量入札の結果から算出された平均価格は、以下のとおりであった。

引渡年度	2023年度	2024年度	2025年度
価格（ユーロ/kWh）	45.6	27.1	14.7

2026年度の引渡しについて4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、次のとおりであった。4月15.5ユーロ/kWh、9月6.1ユーロ/kWh、10月3.5ユーロ/kWh、12月2.5ユーロ/kWh。

英国のシステム：2014年度に導入された英国の発電容量メカニズムは、引渡し4年前に発電容量を調達するために、電力系統事業者である「National Grid ESO」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。入札で落札した発電容量提供者は、引渡年度（10月1日から9月30日までの期間を対象）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、消費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、電力引渡し時に売上収益に認識される。

英国政府は現在、電力供給の安定性を強化し、2035年までに脱炭素電力システムを実現する旨のコミットメントを支えるため、発電容量市場改革の選択肢を検討している最中である。規則が変更される場合、かかる変更は新たに獲得されるすべての発電容量契約に適用されることになるが、既存の発電容量契約に基づく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：2019年度に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、市場で発電容量の売出しを行わなければならない、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。

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。

2024年度において、Edisonが提示した発電容量（既存発電所2.3GW）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。

5.1.2 売上高の内訳

売上高の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
発電と供給	87,086	108,015
配電	18,978	18,046
サービス	8,289	7,743
その他業務	4,337	5,911
トレーディング	1,908	3,666
売上高	118,690	139,715

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2024年度の売上高は、-15.7%ないし(219)億ユーロ減少した。この変動は主に、フランスー発電と供給セグメント((123) 億ユーロないし-20.4%)、英国((42) 億ユーロないし-19.8%)、その他事業セグメント((26) 億ユーロないし-37.7%)およびイタリア((25) 億ユーロないし-14.3%)に関連している。

2024年度において、ガスおよび電力卸売市場の最適化取引に関連する売上高は、3,855百万ユーロ(2023年度は5,330百万ユーロ)であった。これらの取引は、特定のグループ企業により、需給のバランスをとるために、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。2023年度と同様に2024年度においても、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、**その他事業**(ガス)、**イタリア**(電力)および**Dalkia**(電力)である。

発電と供給

フランスー発電と供給セグメントの売上高は、(123)億ユーロの本業の減少を示した。この減少は主に、原子力発電量の増加(+41.3TWh)および水力発電量の増加(+11.8TWh)に緩和されつつも、市場価格契約による顧客への販売価格が低下したことによる。

英国セグメントの売上高は、(42)億ユーロの本業の減少を記録した。これは主に、2023年度と比較して原子力発電量が安定していながらも、エネルギー価格の低下が顧客販売料金に与えた影響に起因する。

イタリアセグメントの売上高の本業の減少は(25)億ユーロに達したが、これは主にガス価格の低下によるものである。

配電

この増加は、TURPE 6の料金連動(2024年11月1日から税抜き+4.81%)を主因としたEnedis(**フランスー規制業務セグメント**)の売上高の増加746百万ユーロによるものである。

「配電」の項に含まれる引渡サービスは、非相互接続地域向け配電網運営者であるEnedis、Électricité de StrasbourgおよびEDF SAに関係している。ただし、EDF EnergyおよびEdisonに係る引渡サービスは、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、「発電と供給」の項に含まれている。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」にも含まれることから、純利益には影響を与えない。

サービス

Dalkiaの売上高は5,323百万ユーロとなり、対2023年度比で(379)百万ユーロ(-6.6%)の本業の減少を示した。この変化は主に、平均ガス価格の低下および2023年度に行われた発電資産の臨時売却(2024年度にはこれに相当する数値がなかった)に関連する。

Framatomeの売上高は2,270百万ユーロとなり、対2023年度比で140百万ユーロ(+7%)の本業の増加を示した。その要因は、米国および欧州における核燃料引渡しの加速である。

Arabelle Solutionsの売上高は、EDFグループの連結範囲に統合された2024年5月31日から7か月間で255百万ユーロとなった。

その他業務

その他事業セグメントの売上高の本業の減少(2,618)百万ユーロは、ボラティリティおよびエネルギー市場価格の低下を理由とするトレーディングの-margin減少(1,758)百万ユーロ、ならびにガス卸売価格の低下を背景とするガス事業の鈍化(851)百万ユーロに起因する。

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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
購入燃料使用分ー発電 ⁽¹⁾	(17,598)	(21,497)
エネルギー購入 ⁽¹⁾	(27,823)	(51,600)
送電および引渡費用	(9,602)	(8,509)
ヘッジ会計に係る利益／損失	218	(257)
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	588	874
購入燃料およびエネルギー費用	(54,217)	(80,989)

(1) 2024年度は、ガスおよび電力卸売市場での最適化取引に関連した、購入燃料使用分126百万ユーロおよび購入エネルギー費用6,636百万ユーロを含む(2023年度はそれぞれ1,867百万ユーロおよび26,792百万ユーロ)。2024年度において、当該市場でユーロ建て正味買いポジションにあった主な事業セグメントは、フランスー発電と供給(ガスおよび電力)、英国(ガスおよび電力)、その他国外(Luminusーガスおよび電力)ならびにDalkia(ガス)である。2023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（核燃料および核分裂性物質、ガス、化石燃料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。

「エネルギー購入」は、フランスの購入義務メカニズムに基づいて行われた購入を含む。

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、**フランスー発電と供給セグメント**（172億ユーロ、基本的に電力購入）、**英国**（36億ユーロ、基本的にガスおよび電力購入）、および**イタリアセグメント**（24億ユーロ、主にガス購入）において、2023年度と比較して271億ユーロ減少した。フランスにおける電力購入の減少は、市場価格の低下および、これより程度は低い、発電所の利用可能性向上による量的効果を主因としている。

5.3 人件費

人件費の内訳は、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
賃金および給料	(11,140)	(10,428)
社会保障費	(2,606)	(2,247)
従業員利益分配	(500)	(386)
人件費関連のその他の拠出	(389)	(365)
短期給付に連動するその他の費用	(263)	(222)
短期給付	(14,898)	(13,648)
確定拠出制度に基づく費用	(1,335)	(1,258)
確定給付制度に基づく費用	(506)	(423)
雇用後給付引当金	(1,841)	(1,681)
その他の長期給付	(154)	(120)
退職手当	(23)	(21)
その他の人件費	(177)	(141)
人件費	(16,916)	(15,470)

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、2023年度から+7.6%増加した。賃金および給料の増加は、インフレ傾向に基づき当グループの様々な事業体で導入された給与対策による影響および対2023年度比で増加した平均従業員数（+5.8%）に関連する。

平均従業員数の内訳は以下のとおりである。

（フルタイム換算）	2024年度	2023年度
IEG従業員	98,549	96,093
その他	83,301	75,769
平均従業員数	181,850	171,862

5.4 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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
給与税	(375)	(347)
エネルギー税	(1,589)	(1,556)
その他の法人所得税以外の税金	(2,178)	(2,161)
法人所得税以外の税金	(4,142)	(4,064)

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、(68)百万ユーロないし+1.7%増加した。その主因として、**フランスー発電と供給**セグメントの(141)百万ユーロ(地方税増加)、および**英国**の発電事業者課税による(91)百万ユーロ(2023年度には(400)百万ユーロであったが2024年度には(491)百万ユーロに達した)がある。この増加は、2024年度に**ベルギー**のインフラマージナル上限価格が延期されず、**その他国外**セグメントで法人所得税以外の税金が172百万ユーロ低下したことによって相殺されている(2023年度の(146)百万ユーロは「その他の法人所得税以外の税金」に認識された)。

EUメカニズム「発電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世帯向け国家補助金と、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で表される一定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、一部のEU加盟国は適用期間の延長を決定し、発電技術ごとにEU水準を大幅に下回る異なる閾値を設定している。

EDFグループにおいてこの課税に特に関係しているのはフランスおよび英国の事業であり、ベルギーでは2024年度に当該措置は継続されなかった。

フランスにおいて、この制度の期間は2024年度財政法第80条によって2024年1月1日から2024年12月31日までの期間に延長されており、発動閾値および算定方法に修正が加えられた。当該制度では、収益に対して50%(以前は90%)に課税が適用され、ある期間に不足額が生じた場合は、その一定割合を次の期間に繰り越すことができる。

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、熱電併給または再生可能エネルギー発電のそれぞれについて、EDF SA(以前の期間の繰越欠損金により2024年度は無課税)、ならびにDalkiaのフランス企業(2024年度は0.1百万ユーロ、2023年度は9百万ユーロ)およびEDF Renewables(2024年度は9百万ユーロ、2023年度12百万ユーロ)である。

英国は2023年1月1日より、75英ポンド/MWhを超える発電収益に対して45%の課税(発電事業者課税)を導入した。その閾値は、2024年4月1日から77.95ポンド/MWhに改定された。当該課税は石炭火力、再生可能エネルギーおよび原子力発電の事業者を対象としているが、ガス発電所は除外されている。同メカニズムは2028年3月30日まで適用される予定である。2024年度には、この制度によってEDF Energyに491百万ユーロの費用が生じた(2023年度は400百万ユーロ)。

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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度	2023年度
営業補助金(CSPEを含む)	5.5.1	7,127	14,493
連結除外による純利益	5.5.2	470	55
固定資産売却益	5.5.2	(201)	(228)
流動資産に対する引当金の純増加/減少	5.5.3	(164)	(702)
営業リスクおよび費用引当金の純増加 ⁽¹⁾		(492)	(77)
その他の項目	5.5.4	(2,834)	(2,313)
その他の営業収益および営業費用		3,906	11,228
(1) 注記15.1.1.1、17.1および17.2を参照のこと。			

5.5.1 営業補助金

営業補助金は主に、2024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、2024年度には財務諸表上、6,861百万ユーロの収益が認識された（2023年度は14,126百万ユーロ）。詳細は以下のとおりである。

- ・ 購入義務に関する補償に係る収益3,018百万ユーロ（2023年12月31日現在では費用2,193百万ユーロ）。実際、2023年度において、購入義務に関する補償対象の公共サービス費用は、市場価格が非常に高い水準にあって政府が保証する支援価格を上回ったことから、マイナスとなった。
- ・ 最終顧客への支援措置に関連する収益損失を補うための収益1,562百万ユーロ（2023年度は13,992百万ユーロ）。2024年1月31日に終了した電力の上限料金措置の補償は1,730百万ユーロであり、ここから電力緩衝措置のもとで生じた支払費用（168）百万ユーロが差し引かれる。ガスの上限料金措置は2023年7月に終了しているため、2024年12月31日現在で補助金は一切計上していない。
- ・ 非相互接続地域および連帯地域に関連する収益2,281百万ユーロ。

2024年12月31日現在の公共電力サービス費用の補償の収益に対応する額は、「その他の債権」に計上されている（注記13.4を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）（フランス）

メカニズム

公共電力サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de Service public de l'énergie）は、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。公共電力サービス費用は2021年1月1日から国の一般予算を通じて補償されているが、当初の2024年度財政法以降はARENH価格補完によって部分的に補償されている。

2024年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2024年度財政法は、49億ユーロの予算計画（P 345）「公共エネルギー・サービス」を定めた。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、消費者の電力購買力の保護に伴う費用（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。財源は2024年2月の2億ユーロ削減を受けて47億ユーロとなった。

電力消費税（旧称は電力の最終消費に係る内国税（TICFE）、顧客への請求書上では公共電力サービス拠出金（CSPE）とも称される）からの税収は、一般予算に直接含まれる。電力消費税は、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供給業者により直接徴収されるか、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。

電力消費税の水準は、住宅顧客の通常料率が32ユーロ/MWhに設定されている。また、法令では企業の事業および消費に応じて特別料金、軽減料率および免除も定められている。しかし、消費者の電力購買力の保護措置が維持されたことで、2024年2月1日以降、通常料率の対象となっている住宅顧客には料率21ユーロ/MWhが適用されている。

公共電力サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令第2016-158号および2024年度財政法の規定に従い、CREは2024年度に2つの決定を公表した。1つ目の2024年7月11日付決定第2024-139号は、EDFの公共サービス費用の2025年度予測、2024年度の改定費用予測および2023年度に計上された実績費用の評価を明記している。2つ目の2024年12月5日付決定第2024-216号は、上限料金措置および緩衝措置に関して、2024年度および2025年度に補償される公共電力サービス費用の再評価に関連している。

5.5.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2024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、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505百万ユーロ（2023年度48百万ユーロ）が含まれている。

Sizewell C (Holding) Ltdを連結範囲から除外することの影響として、「その他の収益および費用」に（63）百万ユーロが計上されている（注記3.1.3および7を参照）。

5.5.3 流動資産に対する引当金の純増加および減少

2024年度の流動資産に対する減損および減損の正味戻入額は、主に英国およびフランスの売上債権に関係する。2023年度には、コルドメ発電所に関連した石炭在庫の減損が230百万ユーロ計上された。

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取得に係る費用、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を支払われる追加報酬を含む。

再生可能エネルギーを使用する発電事業者を支払われる追加報酬は、フランスのグリーン成長のためのエネルギー移行法により導入された。このメカニズムは、フランスの購入義務システムを補完するものである。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ている。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負の補助金として返済しなければならない。以前は負の補助金に閾値が適用される場合もあったが、2023年度財政法第230条によって、当該閾値は2022年1月1日から遡及的に撤廃された。

2025年1月24日付決定第2024-1119/1125号QPCにおいて、憲法評議会は、再生可能エネルギー発電事業者が追加報酬契約のもとで支払うこの金額閾値の撤廃を取り消した。ただし、この取消しの発効は遅くとも2025年12月31日まで延期された。

払戻しが生じる場合には、CSPEメカニズムを通じて補償される見込みである。

2024年12月31日現在で、その他の項目は、フェッセンハイム発電所の閉鎖に関連して以下から成る収益および費用も含んでいる。

- ・ 費用72百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費21百万ユーロ、商品およびサービス購入45百万ユーロ、所得税以外の税金6百万ユーロ、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36百万ユーロ。これは後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。

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）の閉鎖後約4年間にわたる分割支払額（解体費用を除く）。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた（注記13.6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、2026年度に見込まれている解体に係る政令の発効まで、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。

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、2018年度以降は4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。

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、棚卸資産に計上される。こうして形成された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五期（2022-2025年度）は、2022年1月1日に開始した。政令第2021-712号は、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当初の15ユーロ/MWhから20ユーロ/MWhに引上げ）。

しかし、取組みの勢いを高めるために、フランスの気象エネルギー総局（DGEC）は2022年10月27日付政令第2022-1368号により、第五期開始からわずか10か月後に当たる2023年1月1日から、第五期の制度義務を以下の方式で強化した。

- ・ 「標準」義務：当初1,770TWhcに対し1,970TWhc、および2023-2025年度の期間は+200TWhc
- ・ 「エネルギー貧困」義務：当初730TWhcに対し1,130TWhc、および2023-2025年度の期間は+400TWhc。

期間中の規制変更には、対象者の適応が必要であることに留意されたい。

注記6 トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額

会計原則および会計処理方法

この項目は、基本的に、IFRS第9号に定めるヘッジ会計に適合でないコモディティの購入または売却の経済的ヘッジに使用されたデリバティブの公正価値の当期中の変動から成り、したがって、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)	2024年度	2023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	443	363

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、2023年12月31日現在の363百万ユーロから、2024年12月31日現在は443百万ユーロとなった。

注記7 その他の収益および費用

2024年度におけるその他の収益および費用は（4,834）百万ユーロであった。これらは主に以下から成る。

- フランスにおける使用済核燃料管理引当金に係る追加額（3,301）百万ユーロ（注記15.1を参照）。
- フランスにおけるCigéoプロジェクト関連の引当金に係る追加額（775）百万ユーロ（注記15.1を参照）。
- ENIとの環境に係る契約における追加額（587）百万ユーロ（注記21.3を参照）。
- フラマンヴィル3 EPR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（143）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）。
- Sizewell C (Holding) Ltd.の支配の喪失による影響（63）百万ユーロ（注記3.1.3を参照）。

2023年度におけるその他の収益および費用は（2,944）百万ユーロであった。これらは主に以下から成る。

- 2024年度から2026年度の将来的な契約変更に係る原則に関して2023年9月にOrano Recyclageと締結した契約に基づき、使用済燃料管理引当金の特別追加額（1,073）百万ユーロ（注記15.1.1.1を参照）。
- Edisonの環境訴訟引当金の追加額、（525）百万ユーロ。
- フラマンヴィル3 EPR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（499）百万ユーロ。
- 原子力廃棄物関連の義務全体に関してENGIEとベルギー政府との間で2023年12月13日に締結された最終契約に伴う引当金の追加額、（345）百万ユーロ。
- フランスの年金改革の制度変更に起因する過去勤務費用、（338）百万ユーロ。
- 特別契約に基づきヒンクリー・ポイントCのエンジニアリングに関してCGNに払戻す追加費用に関連した引当金の追加額、（162）百万ユーロ。
- 英国の年金上限に伴う収益、92百万ユーロ。

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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
財務活動に係る支払利息 ⁽¹⁾	(3,984)	(3,924)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(23)	17
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	(14)	(34)
債務に係る外国為替差益（純額）	(73)	111
総金融負債に係る費用	(4,094)	(3,830)

(1) リース負債に係る利息2024年度（131）百万ユーロ（2023年度は（100）百万ユーロ）を含む。

財務活動に係る支払利息は安定しており、期中に観察された平均金利の僅かな上昇によって総負債の減少効果が相殺されている。

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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
長期および雇用後従業員給付引当金 ⁽¹⁾	(1,227)	(1,337)

核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(2)	(1,848)	(2,603)
その他の引当金および前受金	(115)	(48)
割引の影響	(3,190)	(3,988)
(1) 注記16.1.2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）。		

2024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減少は、2024年1月1日現在で適用された割引率の低下（フランス：2023年1月1日現在の3.9%に対し3.4%）によるものである。

2024年度の原子力引当金に係る割引の影響の減少は、主に、実質割引率が0.1%上昇したことによる効果487百万ユーロ（2024年度は2.6%、2023年度は2.5%、注記15.1を参照）、および、2023年12月に大幅なインフレ率上昇を考慮して行われた経済状況の調整が2024年度には行われなかったことによる影響396百万ユーロに起因している。

8.3 その他の金融収益および費用

その他の金融収益および費用の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
現金および現金同等物に係る金融収益	351	293
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）	148	374
負債証券および持分証券に係る利益／（損失）	978	760
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	3,280	2,058
その他の金融費用	(327)	(403)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	(61)	(143)
制度資産に係る運用収益	668	708
借入コストの資産計上	1,315	822
その他の金融収益および費用	6,352	4,469

2024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1,216百万ユーロ（2023年度は877百万ユーロ）。
- 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（237）百万ユーロ（専用資産に係る（156）百万ユーロを含む）、これに対し2023年度は（118）百万ユーロ（専用資産に係る（101）百万ユーロを含む）であった。

2024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3,280百万ユーロを含む（2023年度は2,058百万ユーロ）。これはボラティリティの高い市場展開を背景とし、専用資産に係る公正価値2,998百万ユーロを含む（2023年度は2,220百万ユーロ）。

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。

IFRS第9号に基づき、当グループは、永久劣後債の保有者に対する支払が同基準の「配当金」の定義を満たすとみなしている。したがって、IAS第12号に準拠して、当該支払に関連する税効果は配当の分配と同様に当期の純損益として認識される。

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。ただし、繰延税金を認識しないとIAS第12号が定める特定のケースは例外とする。

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

法人所得税の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15%の導入（「第2の柱ルール」）が135を超える国によって2021年度に世界的に合意された。

2022年12月15日に欧州連合が第2の柱指令を採択したことを受けて、OECDは12月20日、2026年12月31日以前に開始する会計年度のみに適用される簡素化措置を公表した（実際、当グループにおいては2024年度から2026年度）。かかる期間において、事業を営む国ごとに一定の条件を遵守することを条件とし、各グループは第2の柱ルールに従い追加税の計算を免除される。2024年度財政法は当該新ルールをフランスで国内法化しており、2024年度を適用初年度として、2026年6月に申告書を提出することになっている。

2024年度に、当グループは第2の柱ルールの評価作業を完了し、連結財務諸表において当該ルールによる重大な影響はないと結論付けた（5百万ユーロ未満）。

9.1 税金費用の内訳

税金費用の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
当期税金費用	(2,918)	(3,887)
繰延税金	(1,969)	1,417
合計	(4,887)	(2,470)

2024年度の当期税金費用のうち（1,851）百万ユーロはフランスの会社に関連し、（1,067）百万ユーロは在外子会社に関連している（2023年度は、それぞれ（2,167）百万ユーロおよび（1,720）百万ユーロ）。

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）	2024年度	2023年度
連結会社の税引前利益	17,395	9,825
親会社に適用される法人所得税率	25.82 %	25.82 %
理論上の税金費用	(4,491)	(2,537)
税率差異 ⁽¹⁾	(1)	(61)
永久差異 ⁽²⁾	(374)	(1,188)
税法基準外税金 ⁽³⁾	157	253
未認識の繰延税金資産 ⁽⁴⁾	(178)	1,062
その他	-	1
実際税金費用	(4,887)	(2,470)
実効税率	28.09 %	25.13 %

2024年12月31日現在、実効税率28.09%に基づき法人所得税は（4,887）百万ユーロである（これに対し2023年度は実効税率25.13%に基づき2,470百万ユーロの損失）。

2023年度に対する（2,417）百万ユーロの変動は、基本的に当グループの税引前純利益の増加7,570百万ユーロを反映したもので、これにより理論上の追加税金費用（1,955）百万ユーロが生じた。

2024年度の税金費用の変動は、米国の繰延税金資産の評価減にも影響を受けている。一方で2023年度には、当グループ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）による2022年度の損失全額に関して繰延税金資産を認識していた。2023年度は、英国で大部分の損金算入が認められない減損の不利な影響も受けたが、2024年度にはこれに相当する状況はなかった。

これらの非経常項目（主に減損、一部の原子力引当金、金融資産およびコモディティの未実現損益）による影響を除くと、2024年12月31日現在の実効税率は、2023年12月31日現在の20.6%に対し、26.48%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。

- 2024年度：
 - （2）損金算入が認められない減損（122）百万ユーロ、Sizewell C (Holding) Limitedの支配の喪失（63）百万ユーロおよび発電事業者課税（123）百万ユーロの英国における不利な影響。当該課税は、発電事業者の収益超過分に45%の課税を行うものである。
 - （3）永久劣後債の保有者に対する支払額の損金算入による有利な影響150百万ユーロ。
 - （4）洋上風力発電などにマイナスの影響を与える政治および経済情勢を理由とした、米国の繰延税金資産の評価減（183）百万ユーロの不利な影響。
- 2023年度：
 - （1）2023年度に適用される標準税率が27.9%であるイタリアに関連する税率差異の不利な影響（62）百万ユーロ。
 - （2）英国における減損（1,020）百万ユーロおよび発電事業者課税（100）百万ユーロの不利な影響。
 - （3）永久劣後債の保有者に対する支払額の損金算入による有利な影響164百万ユーロ。
 - （4）納税グループの繰延税金資産の認識および減損の戻入によるフランス938百万ユーロ（2022年に発生した欠損金に関連する1,060百万ユーロを含む）、米国182百万ユーロの有利な影響。

9.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
繰延税金資産	7,403	8,696
繰延税金負債	(978)	(1,533)
1月1日現在の繰延税金（純額）	6,425	7,163
純利益の変動	(1,969)	1,417
自己資本の変動	(978)	(2,040)
換算調整	30	(28)
連結範囲の変更	(26)	(78)
その他変動	1	(9)
12月31日現在の繰延税金（純額）	3,483	6,425
繰延税金資産	4,553	7,403
繰延税金負債	(1,070)	(978)

2024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（12）百万ユーロ（2023年度は+199百万ユーロ）、ヘッジの公正価値の変動（641）百万ユーロ（2023年度は+2,216百万ユーロ）、デリバティブの外国為替の影響（150）百万ユーロ（2023年度は（66）百万ユーロ）および債券の公正価値の変動（139）百万ユーロ（2023年度は+247百万ユーロ）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)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
繰延税金：		
固定資産および使用権	(5,721)	(5,114)
従業員給付引当金	4,190	3,938
その他の引当金および減損	269	216
金融商品	(367)	509
繰越欠損金および未使用の税額控除	6,765	7,915
リース負債	774	838
その他	453	544
繰延税金資産および負債合計	6,363	8,846
未認識の繰延税金資産	(2,880)	(2,421)
繰延税金（純額）	3,483	6,425

2024年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は2,880百万ユーロ（2023年12月31日現在2,421百万ユーロ）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。

フランスにおける未認識の潜在的節税額は、1,956百万ユーロ（2023年12月31日現在1,709百万ユーロ）であり、基本的に従業員給付に係る繰延税金資産残高に関連している。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。

イタリアにおける潜在的節税額は、311百万ユーロであり（2023年度308百万ユーロ）、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方針により、対応する繰延税金の一部は未認識となっている（繰延税金資産は、10年以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）。

米国における未認識の繰越税金資産は491百万ユーロ（2023年度287百万ユーロ）であり、主に、繰越可能期間が2029年度から2037年度の間の欠損金（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）または繰越可能期限が無期限の欠損金（2017年度より後に生じた損失）、および2025年度から2042年度の間に期限を迎える税額控除に関連している。

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6,151百万ユーロ（2023年度7,538百万ユーロ）であり、主にフランス（2024年度4,824百万ユーロ、2023年度6,190百万ユーロ）、米国（2024年度231百万ユーロ、2023年度561百万ユーロ）および英国（2024年度721百万ユーロ、2023年度475百万ユーロ）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年度に報告した損失の未消化分について認識された繰延税金資産4,733百万ユーロを含む。

フランスの納税グループの将来の課税結果予測に基づいて、繰延税金資産の総額4,733百万ユーロは10年以内に回収されるものと見込まれる。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2025年度予算、および当グループ内の財務上の軌跡を勘案している。

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。

同様に米国においても、既存の欠損金および税額控除は、課税所得が見込まれることから一部認識された。

[次へ](#)

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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
のれん	10.1	7,108	7,895
その他の無形資産	10.2	12,567	11,300
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	108,100	100,587
－使用権資産	10.4	4,302	4,173
フランスの公共配電委譲資産以外の委譲運営有形固定資産	10.5	6,616	6,544
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		134,391	126,326
n.a.＝該当なし。			

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10.7に記載されているように、減損の兆候がある場合は速やかに、また、少なくとも毎年、減損テストが実施される。

のれんの変動は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2024年12月31日現在	2023年12月31日現在
期首における帳簿価額純額		7,895	9,513
取得		594	43
売却		(1,417)	(24)
減損	10.7	(151)	(1,779)
換算調整		212	134
その他の変動		(25)	8
期末日における帳簿価額純額		7,108	7,895
期末日における総額		11,359	11,832
期末日における減損累計額		(4,251)	(3,937)

2024年12月31日現在ののれんは主に、EDF Energy（3,596百万ユーロ）およびFramatome（1,511百万ユーロ）に関連していた。

純額の変動は、主に以下に起因している。

- 暫定的なのれん513百万ユーロの認識を伴った下位企業集団Arabelle Solutionsの取得（注記3.1.2を参照）。
- Sizewell C (Holding) Ltd.の支配の喪失（1,417）百万ユーロ（注記3.1.3を参照）。

当期において、英国ではのれんの減損（108）百万ユーロが認識された（注記10.7を参照）。

換算調整（212百万ユーロ）は、ユーロに対する英ポンドの上昇を反映している。

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、予測可能な耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ 耐用年数を決められないか、耐用年数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）。
- ・ FramatomeおよびArabelle Solutionsの事業に関連して取得した技術。
- ・ 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許可証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）。

温室効果ガス排出許可証

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。英国は国レベルで温室効果ガス排出量取引制度を導入し、2021年1月1日から適用している。

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許可証を政府に提出することを要求している。

EDFグループ内でこの規則の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびLuminusである。

排出許可証の会計処理は、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、保有する許可証は公正価値で「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許可証は、「その他の無形資産」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許可証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、排出許可証を国に提出する際に戻し入れられる。

決算日現在で、当年度の保有する許可証および排出権提出義務は、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許可証の数量が、当年度分として国に提出される予定の許可証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、正味帳簿価額が市場価額を上回る場合には、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。

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資源からのエネルギーに特有の販売料金を導入する（この仕組みはフランスとイタリアで使用されている。）。
- ・ エネルギー供給業者により提出される再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（この仕組みは英国（再生可能エネルギー義務証書）とベルギー（グリーン証書）で使用されている。）。

再生可能エネルギー証書の仕組みについて、当グループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 発電により獲得した証書は、取得原価ゼロであるため、認識されない。
- ・ 購入した証書は、無形資産の「温室効果ガス排出証書－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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年	取得	売却	換算調整	連結範囲の変更(1)	その他の変動	2024年
	12月31日現在						12月31日現在

ソフトウェア	7,964	916	(192)	52	-	17	8,757
企業結合において取得した コモディティ契約の正の公正価値	504	-	-	-	-	-	504
温室効果ガス排出許可証- グリーン証書	1,008	2,172	(2,196)	16	-	2	1,002
その他の無形資産	8,829	753	(37)	30	412	(212)	9,775
開発中の無形資産 ⁽²⁾	2,600	1,072	(41)	2	7	(37)	3,603
総額	20,905	4,913	(2,466)	100	419	(230)	23,641
ソフトウェア	(5,249)	(851)	187	(47)	-	19	(5,941)
企業結合において取得した コモディティ契約の正の公正価値	(291)	(25)	-	-	-	-	(316)
その他の無形資産	(4,065)	(946)	33	(24)	-	185	(4,817)
償却および減損累計額	(9,605)	(1,822)	220	(71)	-	204	(11,074)
純額	11,300	3,091	(2,246)	29	419	(26)	12,567
(1) 連結範囲の変更は、基本的に、Arabelle Solutionsの連結に関係している（注記3.1.2を参照）。							
(2) 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控除後で表示されている。							

2024年12月31日現在、開発中の無形資産は主にEPR 2プロジェクトに関する調査2,481百万ユーロで構成され、これには資産計上された中間利息204百万ユーロが含まれる（2023年12月31日現在はそれぞれ1,651百万ユーロおよび161百万ユーロ）。

2024年12月31日現在のその他の無形資産の純額には、以下が含まれている。

- ・ Enedisマッピング547百万ユーロ（2023年12月31日現在は500百万ユーロ）
- ・ 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1,047百万ユーロ
- ・ 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1,691百万ユーロ
- ・ 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873百万ユーロ

2024年度において、NUWARD（小型モジュール型原子炉）関連資産に係る減損は、（228）百万ユーロ計上された（注記10.7.2を参照）。

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技術に織り込んでいる。

この原子炉の設計開発はEDFが行っており、関連の安全性に係る主要オプションは2019年度にASNにより検証された。

EPR 2は、出力（フラマンヴィル3を除く現在稼働中の原子炉の中で最大出力モデルであるN4シリーズの1450MWに対し1650MW）、効率、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。2024年12月21日に電力網へ初めて接続され、2025年度に運転開始予定のフラマンヴィル3 EPRにて、出力上げを確認していく見込みとなっている。

2022年2月10日に、フランス大統領は2035年度までのEPR 2原子炉6基の建設、および2050年度までのEPR 2原子炉8基の増設に向けた調査を行うプログラムの開始を発表した。大統領はまた、2035-2040年度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。

2023年6月29日、EDFは、パンリーにおける最初のEPR 2原子炉1組の建設作業開始に必要な承認手続き、ならびにその実現および送電網への接続に必要なその他の行政手続きに着手したことを発表した。EDFはパンリー（ノルマンディ）、グラヴリーヌ（オー＝ド＝フランス）、およびビュジェ（オーヴェルニュ＝ロース＝アルプ）の用地で順に3組のEPR 2の建設を提案している（フランス大統領府の2023年7月19日付プレスリリースを参照）。

EPR 2プログラムの最終投資決定（FID）が下されるまでの間、EDFは2024年2月15日の取締役会により、2024年度末まで開発作業を継続する許可が与えられ、約12億ユーロの追加予算が付与された。その結果、EPR 2プログラムの開発予算は累計で3,042百万ユーロとなった。

2024年度には、EPR 2プロジェクトにおける重要なマイルストーンがいくつか達成された。すなわち、7月の技術的成熟度のレビューにより、原子力施設の「詳細設計（detailed design）」への移行というマイルストーンが達成されたこと、主要部品の製造開始が許可されたこと（技術的成熟度が達成され、ASNの検査ポイントが正式に解除された。）、およびパンリーの海洋財産使用契約を許可する政令の7月6日付官報公布により、用地の準備作業を2024年7月に開始できるようになったことである。グラヴリーヌおよびビュジェのプロジェクトは積極的に準備が進められている。グラヴリーヌの公開討議は、2024年9月17日から2025年1月17日まで開催された。国家公開討議委員会（CNDP）はビュジェのプロジェクトを付託されて、こちらについても2025年度上半期に討論の開催を決定した。競争力計画、技術的成熟度レビュー、資産に係る規制およびプログラムの統合に関する作業が進められており、最終投資決定に向けた行程の一環として、新原子炉の建設に関する省庁間委員会（DINN）などを通じてフランス政府と定期的な意見共有が行われている。国による会計監査は2025年度に行われることになっている。

2024年12月31日現在、EPR 2プロジェクトは無形資産2,481百万ユーロおよび有形固定資産381百万ユーロから構成されている。

2024年12月18日に承認された当グループの2025年度予算では、新フランス原子力（NNF）プログラムに基づき、2025年度に11億ユーロの支出が予定されている。2025年2月5日に開催された取締役会では、2025年1月27日に開催されたコミットメント委員会で表明された意見が考慮された。当該委員会は、2026年度末の最終投資決定に必要な作業および当該プログラム関連の優先事項（設計の成熟度、許認可取得の進捗状況、資金調達を取り決めなど）に重点が置かれていることを踏まえ、この支出水準を適切であるとみなしている。

NUWARD、フランスの小型モジュール型原子炉（SMR）プロジェクト

このプロジェクトの基本設計フェーズ（Avant-Projet Détaillé）は、2024年度上半期に継続され、この期間に設計および市場ポジショニングを深く検討することができた。こうして得られた知見を踏まえて、実証済み技術を基盤に新設計を考案する新しい戦略方針が採用されることになった。

当該方針は、NUWARDが蓄積した技術的、産業的、および商業的な知識、ならびに当グループが原子力および加圧水型炉（PWR）技術の分野で有する知見に基づく予定となっている。

2024年12月31日現在、当グループは、これらの要素を勘案し、当該プロジェクトの資産計上額に対する減損（228）百万ユーロ（補助金控除後）を認識した（注記10.7を参照）。2024年度の当該プロジェクト関連費用は90百万ユーロであった。

EDFグループは、欧州および世界のエネルギー移行および製造業者のニーズを支援するために、子会社NUWARDと協力して第3世代のSMRを提供する戦略を継続する。

2024年4月26日、欧州委員会は、NUWARDによる小型モジュール型原子炉の開発および研究を支援するためのフランス政府の補助金を許可しており、2024年度上半期には75百万ユーロが受給された。当該補助金は、「その他の債権」に計上されている（注記13.6.5を参照）。

10.3 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起因する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。これらの費用は廃炉義務をカバーするために計上された引当金の見合いとして資産に計上される。当初認識時に、これらの資産は、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。

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。

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。

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。

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

フランスの原子力発電所の減価償却期間

注記1.3.4.1に記載したとおり、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1300MWの原子炉20基、1450MW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1300MWシリーズ（2021年1月1日以後）については50年となっている。現時点で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、2019-2028年度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年度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年度および2028年度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。これが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与える影響は重要でない。現在修正プロセスにあるフランスのエネルギー・気候戦略の枠組みで、次のPPEが2025年度に採択される可能性があることを念頭に入れつつ、このシナリオの適用は2024年12月31日現在で維持された。

フランスのコルドメ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、2021年度末に、2026年度まで延期された。

EDFは2024年9月、コルドメ石炭火力発電所のバイオマス転換プロジェクトの実施に必要な技術的および経済的条件が満たされなかったため、2027年度にコルドメ石炭火力発電所の発電を停止することを検討していると発表した。当該プロジェクトは、従業員代表団体との協議を条件としている。

発電用有形固定資産およびその他の有形資産の純額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日現在	増加	試運転	減少	換算調整	連結範囲の 変更	その他の 変動	2024年 12月31日現在
土地・建物	14,561	84	405	(99)	44	139	20	15,154
原子力発電所	82,796	15	5,163	(2,042)	477	-	(34)	86,375
化石燃料および水力発電所	17,878	65	617	(1,972)	50	10	13	16,661
その他施設等	25,955	251	2,986	(564)	142	(966)	297	28,101
使用権資産 ⁽¹⁾	7,157	846	-	-	54	(58)	(15)	7,984
建設中の資産	58,041	17,959	(9,171)	(247)	1,521	(3,707)	304	64,700
総額	206,388	19,220	-	(4,924)	2,288	(4,582)	585	218,975
土地・建物	(8,768)	(406)	-	80	(25)	(1)	(5)	(9,125)
原子力発電所	(56,818)	(3,900)	-	1,945	(328)	-	(158)	(59,259)
化石燃料および水力発電所	(13,007)	(495)	-	1,956	(43)	-	(290)	(11,879)
その他施設等	(12,918)	(1,677)	-	550	(121)	70	731	(13,365)
使用権資産 ⁽¹⁾	(2,984)	(804)	-	-	(14)	6	114	(3,682)
建設中の資産	(11,306)	(1,173)	-	14	(570)	(11)	(519)	(13,565)
減価償却および減損累計額	(105,801)	(8,455)	-	4,545	(1,101)	64	(127)	(110,875)
純額	100,587	10,765	-	(379)	1,187	(4,518)	458	108,100
稼働中の資産	53,852	(6,021)	9,171	(146)	236	(800)	673	56,965
建設中の資産	46,735	16,786	(9,171)	(233)	951	(3,718)	(215)	51,135
(1) 注記10.4を参照。								

当年度において、有形固定資産純額の変動額は7,513百万ユーロに上った。そのうち4,400百万ユーロは建設中の資産に関連し、3,113百万ユーロは試運転に係る資産および稼働中の資産に関連する。

建設中の資産

2024年12月31日現在、建設中の資産（発電用有形固定資産およびその他の有形資産）の純額は51,135百万ユーロであり、特に以下を含む。

- 英国ヒンクリー・ポイントCの原子炉プロジェクトに関連する固定資産21,190百万ユーロ（資産計上された中間利息2,704百万ユーロを含む。）（2023年12月31日現在はそれぞれ15,723百万ユーロおよび1,682百万ユーロ）。2024年12月31日現在、これら資産の額は、当該プロジェクトに係る減損累計額（13,405）百万ユーロを含む。当該減損累計額は、2024年12月31日現在と同額である（2023年12月31日現在は（11,172）百万ユーロ）。
- フラマンヴィル3 EPRに関連する固定資産15,878百万ユーロ（資産計上された中間利息3,471百万ユーロを含む。）（2023年12月31日現在はそれぞれ15,485百万ユーロおよび3,471百万ユーロ）。

2024年度におけるこれら資産の総額の増加6,659百万ユーロは、以下に起因する。

- 英国における主要プロジェクト4,496百万ユーロ（ヒンクリー・ポイントCが6,131百万ユーロ、サイズウェルCが（1,635）百万ユーロ）。当期中の投資2,112百万ユーロは「増加」に、支配の喪失による影響（3,747）百万ユーロは「連結範囲の変更」に計上されている（注記3.1.3を参照）。
- フランスにおける6,038百万ユーロ（グラン・カレナージュ計画の一環として行われた大規模点検に関連した2,931百万ユーロおよびフラマンヴィル3 EPRに関連した393百万ユーロを含む。）。
- EDF Renewablesの様々な風力および太陽光発電プロジェクトに関連する1,877百万ユーロ。
- 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1,521百万ユーロ。
- 当期の運転開始に係る（9,171）百万ユーロ。主な内訳は、フランスが基本的に原子力発電所に関連して（5,651）百万ユーロ、EDF Renewablesが洋上風力および太陽光発電プロジェクトに関連して（2,122）百万ユーロ、イタリアが主に化石燃料および水力発電所に関連して（621）百万ユーロ。

稼働中の有形固定資産

2024年12月31日現在、稼働中の有形固定資産総額は154,275百万ユーロである。当年度における5,928百万ユーロの増加は、以下に起因する。

- 当期における新施設の運転開始に関連する9,171百万ユーロ。
- （4,677）百万ユーロの減少。これは主に、グラン・カレナージュ計画の一環として行われた大規模改修および10年検査に関連したフランスにおける（2,278）百万ユーロ、ならびに英国における（2,134）百万ユーロを含む。
- 主にEDF Renewablesに関する連結範囲の変更（875）百万ユーロ。これは主に、米国のフォックス・スクワラル（Fox Squirrel）およびデザート・クワリッツ（Desert Quarritz）の両太陽光発電所の売却（1,333）百万ユーロに関連する。
- 主にユーロに対する英ポンドの上昇に関連する換算調整767百万ユーロ。

当期中の主要な進行中のプロジェクトおよび投資

フランスの既存原子力発電所の投資プログラム「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。2022年3月31日に、EDFの取締役会は2022年度から2028年度までの期間の新たなロードマップを承認した。これには、特に900MW原子炉および1300MW原子炉の第4回10年検査についてASNにより進行中の検証から得た情報、ならびに900MW原子炉の第5回10年検査の調査フェーズの開始に関するフィードバックが織り込まれており、同期間の投資額は現在の価値で361億ユーロ（2021年のユーロで320億ユーロ）となっている。2024年度において、当該プログラムに基づき行われた投資総額は52億ユーロであった。当該投資額には、2022年度から2025年度までの応力腐食現象への対応作業の見積費用13億ユーロ（2021年のユーロで12億ユーロ）が含まれている。

応力腐食

2021年度末において、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、原子炉の補助回路から主要一次回路までの配管の部品に応力腐食現象が確認された。EDFはただちに、フランスの原子力発電所群を構成している4シリーズの原子炉（900MW、1300MW-P4、1300MW-P'4およびN4）を対象に点検および専門評価を実施した。

2022年に実施された検査により、フランスの原子力発電所群の原子炉56基において、応力腐食に対する感受性の初期特性評価が行われ、応力腐食に対する感受性が高い原子炉向けに計画されていた配管部品を予防交換する産業プログラムが2024年度第1四半期に完了した。

計画されていた検査はすべて実施され、原子炉の感受性分類および修理済み接合部に関連する特定のリスクが確認された。当該接合部について実施された検査の結果、応力腐食の疑いのあるケースが複数特定されたため、2024年度に追加の取替作業が約10件行われた。当該検査は定期保守点検による運転停止中に実施され、2024年度に追加または臨時の停止は行われなかった。

EDFは2024年度末に監視および保守に係る戦略をASNに提出しており、2025年度中にASNの見解が表明される予定である。

フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2024年度には、同プロジェクトに以下の進展があった。

原子炉容器に燃料を装荷する作業の前提条件であった原子炉全体の適合性証明書が、2024年5月7日に発行された。これは、主要二次回路接合部の修理作業が完了し、適合性を有していることも示している。

2024年5月8日に原子力安全局（ASN）が運転開始を許可したことから、EDFチームは5月8日から15日にかけて原子炉容器に241本の燃料集合体を装荷した。

この作業を完了した後には、回路の温度および圧力を段階的に引上げ、次いで出力試験を実施できるように、容器ヘッドが5月26日に閉められた。EDFはこのようにして、施設を核分裂の開始に必要な条件に整えた。

最初の稼働は2024年9月3日に実施された。その後、原子炉は、「接続」目安値である公称出力の17%に達したことから2024年12月21日に電力網に接続され、2025年度は公称出力の100%に達するまで段階的な出力の引上げを継続する予定である。2025年1月31日、ASNから、公称出力の25%を超えることについて承認を受けた。80%レベルへの引上げにも、ASNから事前の許可を受ける必要がある。

ASNは、2023年5月16日の決定で、「一次回路の総合的な適格性再確認を行うために原子炉を停止する」まで現在の容器ヘッドを利用することを承認した。EDFの参照シナリオでは、同原子炉の第1運転サイクルの終了時に開始予定の初回総合検査において、停止時に容器ヘッドを交換するものとする（注記15.1を参照）。

2024年12月31日現在の連結財務諸表に計上された建設費用（中間利息を除く。）は128億ユーロである。

当該金額には、以下の項目が含まれる。

- ・ 当プロジェクトに関連した運転開始前費用およびその他の有形固定資産1,222百万ユーロ。
- ・ 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863百万ユーロ。

完成費用は132億ユーロ（2015年のユーロ）から変更はない。

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）。

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、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、HPC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、HPC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、HPCはその差額を支払わなければならない。

2024年1月23日、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再評価を発表した。1号機による発電開始は2020年代の終わり頃に見込まれている。この建設費用および日程を修正した主因は、土木工事の費用と電気機械組立てフェーズの期間延長（および他のロットへの影響）の2つである。プロジェクト完成費用は、状況に応じて、310億～340億英ポンドの範囲と見積られている（2015年の英ポンド）。1年間の延長を想定した悲観シナリオでは、追加費用は約10億英ポンドと見込まれている（2015年の英ポンド）（注記10.7を参照）。

日程および費用の当該修正の影響は、2023年12月31日現在の資産の評価に反映されており、減損（11,151）百万ユーロを計上していた（2023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）。

HPCの建設は2024年度も継続され、特筆すべき点は以下のとおりである。

- ・ 1号機におけるディーゼル発電機の熱交換器の設置開始
- ・ 2号機の原子炉建屋における輸送プールおよびプールの設置
- ・ 2号機における3つ目のライナーリングの設置
- ・ 1号機の原子炉建屋における容器の設置

- ・ 1号機のタービンホールにおける固定子の設置

株主の資金拠出コミットメントは消化されており、2023年度第4四半期からは契約に基づき株主が任意で建設の資金を提供している。それ以降、当グループは当該プロジェクトに単独で資金提供を行っている。

2024年12月末現在、HPCに対するEDFの持分は72.6%、CGNの持分は残りの27.4%となっている。

サイズウェルC

2024年度には、同プロジェクトに以下の進展があった。

- ・ 英国原子力規制局（ONR）は、原子力発電所の建設開始に必要な原子力用地認可（Nuclear Site Licence）を2024年5月に付与した。
- ・ サイズウェルCプロジェクト会社は、2024年度上半期にEDF Energyから用地の主要な土地を取得しており、現地の建設作業を正式に開始した。
- ・ Framatomeは2024年4月にサイズウェルCプロジェクト会社と複数の契約を締結し、原子炉2基および発電所の安全計装制御システムを供給する予定である。締結された契約には集合体の長期契約、および発電所の運転を支援するための長期的な保守点検契約も含まれる。1号機の鍛造部品はすべて製造を開始している。
- ・ EDF SAおよびEdvanceで構成されるコンソーシアムが、2024年7月に設計使用权およびエンジニアリングサービスに関する複数の契約を締結した。

建設用の追加資金を求めて民間投資家を対象に2023年9月に開始された資金調達プロセスにおいて、英国政府による2025年度の最終投資決定を目指し、将来の投資家の選考プロセスが進行中である。

2024年12月31日現在、プロジェクト会社に対するEDFの保有率は16.23%（2023年12月31日現在は49.44%）にとどまっており、英国政府が83.77%（2023年12月31日現在は50.56%）を保有している。

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（「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。）」に表示されている。）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」に表示されている。）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用権資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の追加借入利率が使用される。この利率は、EDFのゼロ・クーポン債金利を基礎とし、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、リース契約期間および当該子会社の信用リスクについて調整したものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用権資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち、金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、IFRS第16号により認められた2つの免除規定を適用しているため、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。したがって、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。

注記22.1.1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）	2023年 12月31日現在	増加	減少	連結範囲 の変更	その他の 変動	2024年 12月31日現在
土地・建物	5,936	598	-	(72)	160	6,622
その他施設等	1,221	248	-	14	(121)	1,362

総額	7,157	846	-	(58)	39	7,984
土地・建物	(2,300)	(616)	-	6	5	(2,905)
その他施設等	(684)	(188)	-	-	95	(777)
減価償却および減損累計額	(2,984)	(804)	-	6	100	(3,682)
純額	4,173	42	-	(52)	139	4,302

2024年12月31日現在、使用権資産の変動は主に、EDF SAが1,504百万ユーロ、Enedisが780百万ユーロ、EDF Renewablesが677百万ユーロである。

増加（減価償却を除く。）は、新規リース契約に関して認識された使用権資産に関連しており、EDF SAのオフィス賃貸契約に関連する355百万ユーロを含む。

「その他の変動」は主に、HPC借地の回復義務の影響90百万ユーロ、ならびにEDF RenewablesおよびEDF Energyの外国為替の影響41百万ユーロに起因する。

10.4.2 損益計算書の影響

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とおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
サブリース収益	7	7
変動リース費用	(67)	(74)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(176)	(140)
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	(236)	(207)
使用権資産に係る減価償却費	(804)	(772)
営業利益	(1,040)	(979)
リース負債に係る支払利息	(131)	(100)
連結会社税引前利益	(1,171)	(1,079)

10.4.3 リース関連の支払

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
リース負債関連の支払合計	(867)	(845)

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2024年度770百万ユーロ（2023年度752百万ユーロ）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年度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。

2012年度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36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とおりである。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。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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2023年 12月31日現在	増加	運転開始	減少	連結範囲 の変更	その他 の変動	2024年 12月31日現在
土地・建物	1,674	4	26	(5)	-	(4)	1,695
化石燃料および水力発電所	11,890	20	238	(25)	2	33	12,158
その他	699	11	28	(31)	-	11	718
建設中の資産	792	443	(292)	(8)	(13)	8	930
総額	15,055	478	-	(69)	(11)	48	15,501
土地・建物	(1,054)	(37)	-	5	-	2	(1,084)
化石燃料および水力発電所	(6,931)	(323)	-	21	-	(40)	(7,273)
その他	(509)	(33)	-	31	-	-	(511)
建設中の資産	(17)	(2)	-	-	-	2	(17)
減価償却および減損累計額	(8,511)	(395)	-	57	-	(36)	(8,885)
純額	6,544	83	-	(12)	(11)	12	6,616

2024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 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、以下のとおりである。

(単位:百万ユーロ)	2024年度	2023年度
無形資産の取得	(2,733)	(2,183)
有形固定資産の取得	(22,739)	(19,667)
固定資産未払金の変動	693	829
無形資産および有形固定資産への投資	(24,779)	(21,021)

2024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。

- ・ **フランスー発電と供給セグメント**：7,709百万ユーロ、主に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たもの）、水力発電に対する投資、およびEPR 2プログラムを中心とする新規の原子力プロジェクトへの投資（注記10.2を参照）。
- ・ **英国セグメント**：7,152百万ユーロ、主にヒンクリー・ポイントCおよびサイズウェルCに関連する投資である。
- ・ **フランスー規制業務セグメント**：5,803百万ユーロ、主に顧客および生産者の接続に関連する投資であるが、電力網の更新および近代化ならびにサービス品質に向けた投資も行っている。
- ・ **EDF Renewables**：2,068百万ユーロ、主に北米、ブラジルおよび英国の風力・太陽光発電プロジェクトに関連する投資である。

10.7 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、耐用年数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、最初のにれんに配分され、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、
 - ＞ 耐用年数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関する2050年度まで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礎的な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）。こうしたシナリオは、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・気候政策の目的に基づいており、当グループは、IEA、IHS、Wood Mackenzie、Aurora等の組織が作成したシナリオと当該シナリオを比較し、その際に個々の分析自体が円錐状のシナリオを提示していることを考慮する。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2030年度から2050年度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。

- 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

10.7.1 資産の種類別の減損

減損の認識額および戻入額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度	2023年度
のれんの減損	10.1	(151)	(1,779)
その他の無形資産の減損	10.2	(372)	(44)
有形資産の減損	10.3-10.5	(1,312)	(11,188)
戻入控除後の減損		(1,835)	(13,011)

2024年度の減損は(1,835)百万ユーロであり、その詳細は以下に記載するとおりである。

2023年度に認識された減損は(13,011)百万ユーロであり、以下に関係していた。

- EDF Energyののれんに係る減損(1,738)百万ユーロ
- 英国ヒンクリー・ポイントC(HPC)の稼働中および建設中の原子力発電所に係る減損(11,151)百万ユーロ
- 主に米国、フランスおよび中国におけるEDF Renewablesの風力発電所および太陽光発電所に係る減損(84)百万ユーロ
- その他の資産に係る減損合計(38)百万ユーロ

10.7.2 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2024年12月31日現在における主要な のれん、耐用年数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、使用された主要な仮定、ならびに一部の仮定の変化に対する感応度を示している。

のれんおよび耐用年数が確定できない無形資産の減損

2024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(151)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関連資産	正味帳簿価額 (単位： 百万ユーロ)	税引後WACC	永続成長率	2024年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国(EDF Energy)(1)	のれん (うち、Pod Point)	3,596 -	6.85 %	-	(108) (38)
イタリア(Edison)	のれん(エネルギー・サービス) Edisonブランド	142 945	< 7.5 % 8.4 % >	1.5 %	- -
Framatome	のれん Framatomeブランド	1,511 151	7.6 % 7.6 %	1.5 % 1.5 %	- -
Dalkia	のれん Dalkiaブランド	634 130	5.8 % 5.8 %	2.0 % 2.0 %	- -
その他の減損					(43)
のれんおよび耐用年数が確定できない無形資産の減損					(151)
(1) EDF Energyの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、当該年数以降の永続価値は見積っていない。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、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

2024年12月31日現在、当グループのその他の無形資産および有形固定資産について、新たな減損（1,685）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関連資産	減損の兆候	税引後WACC	2024年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国（EDF Energy）	建設中の原子力資産	ヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクト：長期インフレの想定曲線の変更（長期インフレへの収斂加速）	6.8 %	(1,116)
EDF Renewables	英国の風力および太陽光発電資産	建設費用の増加および運転開始の延期	5.5%-6.6%	(62)
	中国の風力および太陽光発電資産	法定関税の不利な変更		(60)
	米国の太陽光発電資産	開発中プロジェクトの収益性の低下		(35)
フランス (発電と供給)	NUWARD	プロジェクトの設計変更	-	(228)
その他の減損			-	(184)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(1,685)

2024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（1,454）百万ユーロが計上された（注記12.3を参照）が、当該減損には関連会社への貸付金の減損（315）百万ユーロも含まれている。2023年12月31日現在においても、関連会社に係る減損（240）百万ユーロが計上された。

全般的仮定

2024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、のれんおよび耐用年数が確定できない無形資産の年次テストを更新した。

2023年度に続き、特にパラメータの変動に応じた一部のテストの感応度と関連して、特段の注意が金利上昇の変動環境下におけるWACCの決定に払われた（「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特別なモニタリングが行われた。

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2024年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、すべての地域を対象としている。したがって、採用された仮定は、2023年度末に確認された先渡価格に対して電力の長期価格が低下した現在の市場環境を考慮に入れており、これはフランスにおける原子力発電量の増加および再生可能エネルギー生産量の増加に一部関連している。

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2050年度までの価格曲線を使用している。

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いる。二酸化炭素価格の上昇により、欧州での電力生産の脱炭素化が可能になり、より全般的には、各用途の電化を通じてエネルギー需要の脱炭素化につながる。

2024年度のシナリオにおける長期価格曲線は、2023年度のシナリオと比較して対象期間の初期は下降傾向にあるが、これは主要3か国（フランス、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値が約-5~-9ユーロ/MWh（2023年のユーロ）減少しているためである。

2035年度以後の長期の対象期間（2050年度まで）では、電力価格は2023年度のシナリオに近い水準で推移している。短期的な変化はいくつかの要因で説明される。

- ロシアのウクライナ侵攻に伴うガス供給量への圧力は、（特にLNGによって）供給の流れが多様化されたこと、さらには、EU加盟国が購入量を拡大するために共同で購入契約を結ぶことで、部分的に解決された。2024年度のシナリオにはガス価格の緩和が織り込まれており、2023年度のシナリオと比較すると、短期的には低い価格となり、長期的には近い価格となる。
- 特にドイツにおける需給バランスの短期的な緩和（需要はわずかに下方修正され、太陽光発電の開発ペースは想定よりもやや加速した。）。

シナリオ対象期間の電力需要は、すべての期間にわたり欧州で増加している。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。これらの発展に、欧州のエネルギー的自立を加速させるRePowerEU計画が加わることで、想定される電力需要の増加につながった。

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。

また、欧州諸国における一般的な発電容量メカニズムの仮定に関して、必要な追加報酬は、エネルギー構成と時期により大幅に異なっている。2024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、エネルギーのみの市場における電力価格の下方修正に起因して、ピーク時発電資産の公開市場での収益率が低下し、これらの資産に対する追加報酬の必要性が生じる。長期的に見ると、発電容量メカニズムからの収益は、2023年度のシナリオと整合している。

割引率

2024年度の割引率の見積りは、ユーロ圏のすべての国および英国において下方修正された。

全般的に見ると、今回の変動は、リスクフリー・レートが低下傾向であったことに起因する。EDFのスプレッドもまた下方修正された。

テストに使用した主要WACCの2023年度からの低下幅は、フランスおよびベルギーで10～30ベース・ポイント、イタリアで70ベース・ポイントである。英国のWACCは安定している。

テスト結果では+/-30ポイントおよび+/-50ポイントの割引率に対する感応度分析も行われており、いかなる新たな上昇にも感応度が高い英国地域を除くと、当グループの他の事業地域で減損のリスクは明らかにならなかった。

英国—EDF Energy（のれんならびに有形および無形資産：29,425百万ユーロ）

販売および供給セグメント

販売および供給セグメントでは、2023年度に英国のエネルギー危機が終了し、有利な状況に回帰したことから、2024年度は中堅および大企業セグメントの良好な販売業績がマージンおよび市場シェアを強化した。

販売および供給セグメントの回収可能価額は対2023年度比で増加したが、これは主に、BtoBの長期的な予測マージンの改善およびBtoBの中期的な引渡量の増加による結果である。なお、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ことから、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。

感応度分析：

長期マージン率の低下および市場シェアの喪失を勘案して実施された感応度テストでは、固定資産をほとんど持たない（主に情報システム）当該セグメントで減損のリスクは示唆されなかった。

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。2024年12月31日現在、同セグメントは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、稼働終了の予定時期を2年延長して2030年3月に繰り上げたトーンネスおよびヘイシャム2号機のAGR発電所、稼働終了の予定時期を1年延長して2027年3月に繰り上げたハートルプールおよびヘイシャム1号機のAGR発電所2か所を含む（EDF Energyの2024年12月4日付プレスリリースを参照）。

先渡市場価格は、2023年度末のテストで採用されていた価格水準と比較して低下する見通しとなっているが、発電所の稼働期間の延長に関連する有利な影響により、部分的に緩和されている。こうした背景により、回収可能価額は依然として帳簿価額を上回っている。

感応度分析：

対象期間全体にわたる電力価格または原子力発電の低下-5%、そして割引率の50ベース・ポイント上昇という、同セグメントが特に高い感応度を示す仮定について感応度テストが行われた。個別に見た場合も、集計した場合も、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

Pod Pointを含めたEDF Energyののれん総額は2024年12月31日現在68億ユーロ（Pod pointを含め56億英ポンド）である。これは主に2009年度におけるBritish Energyの買収に起因しており、2024年度のサイズウェルCプロジェクトの支配の喪失を勘案して当該プロジェクトへの配分12億英ポンドが差し引かれている。2022年12月31日および2023年12月31日現在の減損テスト更新では、（12）億ユーロおよび（17）億ユーロの部分的な減損が計上されていた。

2024年1月23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の結果を発表した。この見直しは、特に、土木工事および電気機械組立て（MEH）フェーズの期間延長（そして他のロットへの影響）に関して仮定を更新するために実施されたものである。こうして、3つのシナリオが検討された。2つのシナリオでは、当該プロジェクトの完成費用が、従前の見積り250～260億英ポンド（2015年の英ポンド）に対し、状況に応じて310～340億英ポンド（2015年の英ポンド）¹の範囲で見積られていた。

プレスリリースで言及されている第3シナリオでは、原子炉2基の運転開始をさらに12か月延期し、約10億英ポンド（2015年の英ポンド）の追加見積費用が生じるものとした。

テストを実施する上で、加重を用いて3つの当該シナリオが考慮された。この加重によって、HPC1号機の発電開始時期を従前の2027年6月に代えて2030年度（2号機は従前の2028年6月に対し2031年度）とする中央シナリオに収束した。当該シナリオには、プロジェクトの運営、準備および管理に使用中の120か月の作業日程に基づくシナリオに対して、1年の遅延リスクが織り込まれていた。

以上の日程および費用に係る新しい仮定に基づき、2023年12月31日現在、当該プロジェクトの減損は11,151百万ユーロであった。

¹ 2023年6月30日時点で利用可能なインフレ指標に基づく現在の英ポンドでは416～465億英ポンドに相当する。

EDF Energyの回収可能価額は、当該資産の予想耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて算定されており、ヒンクリー・ポイントC用地の耐用年数60年の現在建設中の原子炉2基も勘案している。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年の当初期間（新日程では約18か月短縮）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92.50英ポンド/MWh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（2024年3月31日時点で利用可能なインフレ指標に基づく現在の英ポンドでは128英ポンド/MWh）。したがって、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2030年度以降の長期インフレ率が2.0%になる仮定を含んでいる（2023年12月31日現在の仮定は、2030年度から2050年度までは2.2%、2050年度からは2.1%であった。）。Cfd期間後の25年の操業期間については価格シナリオが存在しないため、将来キャッシュ・フローは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いる。かかる仮定は、英国の電力市場価格に関する内部調査に基づいており、ヒンクリー・ポイントCのCfd満了後（すなわち、2064年度以降）にベースロード電力を供給できる、現在までに知られている発電所（ヒンクリー・ポイントCを含む。）の数が少ないことを考慮し、電力市場価格がこの発電手段の費用に収斂すると判断している。長期電力価格に関する新しいシナリオが（内部または外部で）作成された場合、当該仮定は調整される可能性がある。

HPC向けに算定されたWACCは、Cfdによって規制され、その後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、2024年12月31日現在で6.8%であり、2023年度から変化していない。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ののれん全体のWACCは同様に、2023年12月31日現在の6.9%に対し、2024年12月31日現在は6.85%である。

長期インフレ仮定に関連する曲線の下降によるマイナスの影響に加えて、WACCなどの他の重要な仮定に変更がないことを考慮し、HPC資産に対して実施されたテストでは、2024年12月31日現在で減損（1,116）百万ユーロが識別された。割引キャッシュ・フローの時の経過の効果以外に同資産の価額が著しく増加している兆候があれば、この減損は戻入可能である。

EDF Energyののれん評価額に関しては、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）に大きなマージンを維持しているものの、原子力資産の現在稼働中の発電所が先渡価格の下落の影響を受けたことで、評価額が全般的に低下しており、2024年12月31日現在でのれん価額に追加的部分的な減損（70）百万ユーロが計上された。その性質上、この減損は戻入できない。

感応度分析：

HPCプロジェクトおよびEDF Energyののれんの回収可能価額はいずれも、引き続き仮定の不利な変動によって敏感に影響を受ける。

割引率が30ベシス・ポイント上昇した場合には回収可能価額に（22）億英ポンドの不利な影響が生じる。

2030年度より後のインフレ指標が20ベシス・ポイント低下した場合には回収可能価額に（12）億英ポンドの不利な影響が生じる。

Cfd後の期間（2064年度以降）に電力価格が直線的に10英ポンド/MWh（2024年の英ポンド）下落した場合、回収可能価額に（5）億英ポンドの影響が及ぶことになる。

イタリアーEdison（のれんならびに有形および無形資産：5,841百万ユーロ）

耐用年数が確定できない無形資産として、Edisonを買収した2012年度に945百万ユーロにより当初認識されたEdisonブランドの減損テストは、ロイヤルティ免除法および割引率決定に係る100ベシス・ポイントのリスク・プレミアムを用いて、年次で更新されている。2024年12月31日現在に更新されたテストでは、WACCがさらに低下したことを主因として、ブランドの回収可能価額の増加が明らかになった。

感応度分析：

WACCの50ベシス・ポイント上昇およびロイヤリティの5%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。

Edisonの他の発電CGU（火力発電、風力発電、太陽光発電、ガス）に関しては、テストにより、価格に係る仮定の引下げを反映してマージンの減少が示された。

火力発電CGUについては、短期および中期のクリーン・スパーク・スプレッドの縮小に関連する不利な影響にもかかわらず、減損テストが示したマージンは大幅にプラスである。ただし、このマージンは基本的に、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。

水力発電CGUに関しては、価格に係る仮定の引下げ、および満了を迎える委譲契約が更新されないという想定（WACCの低下により一部相殺されている。）を理由に、回収可能価額が減少した。この減少にもかかわらず、当該CGUについて減損のリスクは識別されなかった。

感応度分析：

WACCの50ベシス・ポイント上昇およびクリーン・スパーク・スプレッドの10%減少を含めた感応度テストが、以上のテストの結論に疑問を呈することはなかった。

Framatome（のれんならびに有形および無形資産：4,714百万ユーロ）

Framatomeの資産の回収可能価額は、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、設置済み底部サービスに関する市場シェアの仮定、および顧客の原子炉への燃料引渡し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が含まれているが、インドのジャイタプール原子力発電所など、その他のEPRプロジェクトの実現は含まれていない。

減損テストに使用された長期成長率は安定している（1.5%）。

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マージンは、中期的に見た事業の有利な動向およびWACCの10ベシス・ポイントの低下に起因して、2023年12月31日現在より増加している。

取得時に認識されたFramatomeの無形資産（平均15～20年にわたり償却される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。

感応度分析：

割引率の50ベシス・ポイント上昇および永続成長率の50ベシス・ポイント低下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。

EDF Renewables（のれんならびに有形および無形資産：13,563百万ユーロ）

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から成るため、市場リスクへのエクスポージャーは低い。

特に中国で稼働中の風力および太陽光発電所（法定関税の不利な変更）、英国で稼働中の太陽光発電所および風力発電所（建設費用の超過）、ならびに米国の太陽光発電所（収益性の不足）に関して、減損（176）百万ユーロが認識された。

関連会社および関連の貸付金に関する減損（911）百万ユーロも計上された（注記12.3および18.1.3を参照）。

Dalkia（のれんならびに有形および無形資産：3,278百万ユーロ）

Dalkiaののれんは2024年12月31日現在で634百万ユーロであり、主に、2014年度のフランスにおけるDalkiaグループの取得に起因する。

Dalkia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。2024年12月31日現在のテスト更新において回収可能価額の上昇が明らかとなったが、その主な原因はWACCの20ベシス・ポイントの減少（6.0%から5.8%）、工事業の成長、および好調な事業に支えられた販売の影響である。

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、ロイヤリティ免除法により見積られている。2024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。

感応度分析：

WACCの追加50ベシス・ポイント上昇および永続成長率の20ベシス・ポイント低下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。

フランスー発電と供給（のれんならびに有形および無形資産：67,255百万ユーロ）

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16,131百万ユーロのフラマンヴィル3発電所を含む（注記10.3を参照）。これはのれんを含まない。

2024年度には、フランスの発電所CGUに減損の兆候は識別されなかった。

しかし、電力価格の低下を勘案して、回収可能価額を見直した。

この回収可能価額は、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2024年12月31日現在で6.9%（2023年12月31日現在は7%）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。原子力資産に関しては、当グループはベンチマーク・モデルにおいて、900MWおよび1300MW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。この減価償却期間は2024年12月31日現在の連結財務諸表で資産の減価償却に適用されている期間と整合しているが50年を大きく超えて発電所を稼働させることが当グループの戦略である。回収可能価額はまた、フラマンヴィル3の直近の予測を織り込んでいる（計画稼働期間60年、注記10.3を参照）。

2025年度について、価格および規制に関する主要な仮定は、契約済みヘッジを考慮した先渡価格（この対象期間にわたり2023年度末現在より低下した。）、代替供給業者へ引渡した最大100TWhのARENH電力量（配電網事業者向けには26TWh）およびARENH価格42ユーロ/MWhを考慮している。

ARENH後の期間については、2023年11月14日付の政府の発表により、78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWhという課税閾値が定められており（共に2022年のユーロ）、当該閾値を上回った場合にそれぞれ収益の50%、90%が課税率として適用される。当該課税を適用するための閾値水準を明記した規則文書が存在しないことから、以上の要素は重要な仮定として2024年12月末現在の回収可能価額の見積りに組み込まれた。2025年度財政法の枠組み内で採択された規定では、これらの閾値は3年ごとに省令によって定められることとされており、CREによって評価された過去の発電所の電力発電総費用を基にして、課税閾値については5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWhの間、上限閾値については35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhの間の金額を加算した額となる。EDFは、2023年11月の合意に従って、閾値である78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWh（共に2022年のユーロ）の遵守を引き続き注視する（注記5.1.1を参照）。

新市場組織は、電力卸売市場で現在提案されている短期商品および再生可能エネルギーPPA（電力購入契約）に加えて、中期商品（満期4年～5年の年間ベースロード電力）の展開を目指している。当該中期商品によって、EDFおよびすべての電力供給業者は、最大5年の期間の予見性および安定性を顧客にもたらす供給計画を提供できるようになる。

さらに、EDFは、一部の電力集約型顧客に対して、既存原子力発電に基づく長期的な産業パートナー契約（原子力発電割当契約）を提供する。

テストによる回収可能価額は減少したが、依然として正味帳簿価額を大きく上回っている。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
- ・ ARENHの後継規制
- ・ 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

感応度分析：

これらの主要な仮定について、個別の感応度分析が行われ（WACCの50ベース・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、投資または営業費用の増加、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ユーロ/TWh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。

不利なシナリオの感応度の例を挙げると、発電期間全体にわたって年間10TWh減少した場合、回収可能価額に（38）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

割引率が50ベース・ポイント上昇した場合、回収可能価額に（34）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

発電期間全体にわたって投資が+10%増加した場合、回収可能価額に（39）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

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：2,598百万ユーロ）

Luminusに関する減損テストの更新では、減損リスクがないことが確認された。同セグメントでは、WACCの30ベース・ポイント低下（7.2%から6.9%）により、価格に係る仮定の引下げが相殺されていることから、マージンは引き続き著しく有利である。

感応度分析：

WACCの50ベース・ポイント上昇および水力発電委譲が短縮され得るリスクを含む感応度分析の結果、減損のリスクは識別されなかった。

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。

したがって、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法律第2018-1021号（「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。

Électricité 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（地方自治体または権限を有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2024年12月31日現在において356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（Électricité 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。したがって、各新契約の発効日時点において、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年度以降に署名された以前の委譲契約と同様に、取替引当金を計上する契約上の義務は今後適用されず、投資のガバナンスも異なる。

効果的な公共サービスを提供するため、配電網運営者および委譲当局は現在、社会基盤の更新を含め、委譲対象地域の公共配電網への投資を監督するガバナンス・システムを共同で立ち上げることに合意している。このシステムは、主に委譲対象地域の配電網の展開という長期的視

野に立った基本計画、および基本計画を中期計画に適用した4～5年の複数年投資計画（programmes pluriannuels d'investissements - PPI）という形を取っている。

PPIには、投資目的ごとに、当該計画期間に係る財務上の評価を伴う数値化された地域限定的な投資の選定に関する詳細な目標が含まれる。

PPIは、各当事者の投資の優先度および財務的資源における変更を織り込むために、必要に応じ、Enedisおよび委譲当局との協議を経て修正される。

PPI終了時においてEnedisの財務的コミットメントに関連する投資が未だ実施されていないと観察された場合には、その委譲当局は、Enedisに対し、実施予定投資の7%に相当する合計額の預け金の差入れを義務付けることができる。この預け金は2年後において、その時点までに実施された投資に応じて、返金または留保される。

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）	2023年 12月31日現在	増加(1)	運転開始	減少	その他の 変動(2)	2024年 12月31日現在
土地・建物	3,644	-	156	(11)	(2)	3,787
電力網	112,463	866	3,959	(502)	-	116,786
その他施設等	5,254	2	614	(122)	(5)	5,743
建設中の資産	2,698	5,218	(4,729)	(15)	4	3,176
総額	124,059	6,086	-	(650)	(3)	129,492
土地・建物	(1,803)	(89)	-	11	(9)	(1,890)
電力網	(52,860)	(190)	-	316	(2,598)	(55,332)
その他施設等	(3,268)	(291)	-	118	(166)	(3,607)
減価償却および減損累計額	(57,931)	(570)	-	445	(2,773)	(60,829)
純額	66,128	5,516	-	(205)	(2,776)	68,663
(1) 増加は、委譲当局によって提供された資産も含む。						
(2) その他の変動は、主に委譲運営資産の減価償却に関連しており、委譲負債の減少の相手勘定として計上されている。						

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）。以下のとおり評価する。
 - ＞ 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、ÉLAN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、資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された償却費および該当資産について計上された取替引当金は消去され、既存資産に対する権利に振り替えられる。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲者の取替予定資産に対する権利は資産の取替により振り替えられ、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
資産の現物評価額 ⁽¹⁾	59,123	57,300
事業者による供与資金の未償却分	(34,978)	(33,176)
既存資産に対する権利—純額	24,145	24,124
委譲者による供与資金の償却	17,717	17,007
取替引当金	8,741	8,879
取替予定資産に対する権利	26,458	25,886

フランスの公共配電特別委譲負債	50,603	50,010
(1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金133百万ユーロ（2023年度144百万ユーロ）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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在	
		所有割合(%)	自己資本 (純額) 持分	純利益持分	自己資本 (純額) 持分	純利益持分
CTE	12.1	50	1,888	68	1,793	190
その他の投資 (EDF SAの専用資産)	15.1.2	n.a.	2,290	(26)	1,850	(48)
EDF Renewablesが保有する投資	12.3	n.a.	2,235	(1,057)	2,509	(61)
Taishan (TNPJVC)	12.2	30	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
EDF Tradingに対する投資	12.3	n.a.	948	214	867	255
Sizewell C (Holding) Ltd	12.3	n.a.	652	-	n.a.	n.a.
その他の投資	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
合計			10,167	(683)	9,037	257
n.a. = 該当なし。						
n.c. = 報告なし。						

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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
非流動資産	23,140	21,528
流動資産	4,225	3,946
資産合計	27,365	25,474
自己資本	3,768	3,579
非流動負債	16,976	15,571
流動負債	6,621	6,324
自己資本および負債合計	27,365	25,474
売上高	5,559	6,131
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,629	1,891
純利益	135	380
純負債額	14,665	13,287
自己資本直入損益	291	(39)
支払配当金	238	287

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を担っている。EnedisはRTEの電力網を使用して配電網へ送電している。

CTEに対するEDFの投資（50.1%）は、RTEのガバナンス上の条件を理由に持分法によりに会計処理されており、すべて専用資産に配分されている。

2024年1月10日にCTEは、満期12年、固定クーポン3.75%の優先債500百万ユーロを成功裡に発行した。

12.2 TAISHAN

12.2.1 Taishanの財務指標

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、Taishanに関して2023年12月31日現在において公表された主要な財務指標（100%基準）は、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2023年12月31日 現在	2022年12月31日 現在
非流動資産	10,760	11,838
流動資産	897	884
資産合計	11,657	12,722
自己資本	3,137	3,606
非流動負債	6,684	7,457
流動負債	1,836	1,659
自己資本および負債合計	11,657	12,722
売上高	729	640
純利益	(254)	(327)
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いて1750MWのEPR原子炉2基を操業するTaishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC) の30%を所有している。CGNが51%、Guangdong Energy Groupが19%の持分を保有している。

2023年度第1四半期に、1号機が燃料再装荷のための計画停止として停止された（「燃料交換停止」）。当該停止の期間中である2023年6月9日にCGNがプレスリリースで述べたとおり、TNPJVCは、同機を長期的に安定運転するためのデータと知見の蓄積を目的として、複数の検査およびテストを追加実施した。1号機は2023年11月27日に電力網に再接続され、この再稼働以来、安全に機能している。2号機は2024年春に、保守および燃料再装荷のために3回目の計画停止として停止された。同機は現在電力網に再接続され、安全に稼働している。

Taishanの発電所が影響を受ける、特に料金に関する不確実性を考慮するために計上された偶発事象に対する引当金は、NDRC（国家発展改革委員会）から新たな発表がないため、現時点で維持されている。

参考までに、残存資産EDFは2021年1月に、台山の原子力発電所の建設、操業、保守および管理を目的とする事業体であるTNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limitedの株主間契約の枠組み内で、パートナーであるChina General Nuclear Power Co., Ltd.、Guangdong

Nuclear Power Investments Co., Ltd.およびTaishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd.（合わせてCGNグループ）に対してシンガポール国際商業会議所（SIAC）で「解釈」の仲裁手続きを開始した。

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た。EDFは発電所の操業可能期間に合わせた期間を主張したのに対して、CGNは事業体TNPJVCと同期間に限定するべきであると考えている。

SIACの仲裁裁判所は2023年6月に、EDFに有利な判決を下した。2024年5月に両当事者は、特に株主間契約および減価償却方針の修正に関する協議の枠組みを定める基本合意書を締結した。

12.3 その他関連会社および共同支配企業に対する投資

2023年12月31日現在、EDFは、49.44%を保有するSizewell Cプロジェクトを支配し、完全に連結していた。2024年12月31日現在、当グループは当該プロジェクトの16.23%を保有していたが、2024年度に発生した特定の事象によりサイズウェルCの連結方法を変更し、同日以降は持分法によりに会計処理している（注記3.1.3および10.3を参照）。

EDF Renewables保有のその他の投資は、主に北米、およびこれより程度は少ないが欧州、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、当グループが49%を所有。
- ・ ブラジルにおけるCompagnie Énergétique de Sinop（CES）が所有するダム、当グループが51%を所有。
- ・ カメルーンのNachtigalダム、当グループが40%を所有。2024年6月初め以来、60MWの発電容量を有する最初のタービンが電力を供給している。2024年度末までに、合計発電容量360MWに相当するタービン6基が稼働開始する予定である。7基目となる最後のタービンが2025年度初頭に稼働開始し、合計発電容量は420MWに達する予定である。

2024年度に、減損(1,036)百万ユーロが関連会社および共同支配企業に対する投資について計上された。その主な内訳は、Atlantic Shores Offshore Wind（ASOW）プロジェクトに対する投資の全額減損が（764）百万ユーロ、専用資産が（118）百万ユーロ、米国のSpinning Spur Wind Two, LLCの風力発電所が（48）百万ユーロ、およびメキシコの太陽光発電プロジェクトが（25）百万ユーロである。

ASOWは、米国における洋上風力発電プロジェクトの展開を目的とした、シェルとEDF Renewablesとの合併企業である。現在5件のプロジェクトが開発中である。米国における政治情勢の不利な変化、合併事業から撤退するというシェルの発表、およびASOWの最先端プロジェクトが参加していた入札を停止するニュージャージー州の2025年2月4日付の決定により、当グループはこれらの事象に関連するすべての影響を勘案し、合計（934）百万ユーロの費用を持分法適用会社の純利益に計上した。

2023年度に、減損（240）百万ユーロが関連会社および共同支配企業に対する投資について計上された。その主な内訳は、専用資産が（86）百万ユーロ、中国のJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.が所有する超臨界石炭火力発電所が（79）百万ユーロ、英国のNeart na Gaoithe（NnG）プロジェクトが（54）百万ユーロ、メキシコの風力発電所が（16）百万ユーロである。

注記13 運転資本

13.1 運転資本の構成および変動

2024年度における運転資本の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2023年 12月31日現在	貨幣性変動	非貨幣性変動	2024年 12月31日現在
棚卸資産および仕掛品	13.2	(18,092)	(590)	(566)	(19,248)
営業債権、引当金控除後	13.3	(26,833)	3,106	(412)	(24,139)
営業債務	13.5	19,687	(359)	138	19,466
公共電力サービス拠出金（CSPE）債務／（債権）	13.4	2,030	(2,822)	-	(792)
その他の債権および債務 ⁽¹⁾	13.4および 13.6	12,468	(947)	821	12,342
運転資本のその他の構成要素 ⁽²⁾		(628)	160	(1,056)	(1,524)
正味運転資本		(11,368)	(1,452)	(1,075)	(13,895)
(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) 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証書およびグリーン証書ならびに業務関連デリバティブを含む。					

2024年度の運転資本の**貨幣性変動**は、主にCSPEに関連するポジションの変動（2,822）百万ユーロに起因して、（1,452）百万ユーロの悪化であった。2024年12月31日現在、792百万ユーロの債権が認識されている。2023年度には、（2,030）百万ユーロの負債が計上されていた（注記13.4を参照）。

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。2024年度における非貨幣性変動は特に、主に棚卸資産および営業デリバティブの公正価値の変動合計（1,614）百万ユーロ、ならびに主にSizewell C（Holding）Ltd.の支配の喪失（120百万ユーロ）およびArabelle Solutionsの取得（237百万ユーロ）に関連する連結範囲の変更による影響合計347百万ユーロに起因する。

13.2 棚卸資産

会計原則および会計処理方法

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のうち、いずれか低い方で認識される。ただし、トレーディング業務のために保有される棚卸資産は、市場価額で計上される。消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法により評価される。

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
- ・ 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、環境法第D594-1条に定義された「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のものから成る。

- ・ 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。

予備部品の減損は主に、当該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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	12,376	(430)	11,946	11,760	(431)	11,329
その他燃料	1,547	(274)	1,273	1,556	(260)	1,296
その他消耗品	2,241	(428)	1,813	2,047	(413)	1,634
仕掛品（製品・サービス）	973	(24)	949	771	(22)	749
その他の棚卸資産	3,335	(68)	3,267	3,144	(60)	3,084
棚卸資産合計	20,472	(1,224)	19,248	19,278	(1,186)	18,092

2024年12月31日現在の1年を超える部分は、主に核燃料在庫に関連し、金額9,183百万ユーロである（2023年12月31日現在は8,810百万ユーロ）。

2024年度の棚卸資産の変動は主に、価格の影響による核燃料在庫の増加に起因する。

13.3 営業債権

会計原則および会計処理方法

営業債権は、当初、受け取ったか受け取る予定の対価の公正価値で認識され、その後、償却原価またはOCIを通じて公正価値により計上される。

営業債権には、供給済のエネルギーに対する未請求の債権価額も含まれ、当該債権は毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金の控除後で表示される。

当グループは、IFRS第9号の単純化した測定法を適用して、営業債権に係る予想信用損失を算定するために、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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
営業債権―総額（EDF Tradingを除く。）		23,370	24,232
―契約資産	13.3.3	200	286
営業債権―総額（EDF Trading）		2,627	4,341
減損		(1,858)	(1,740)
営業債権―純額		24,139	26,833

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、2024年12月31日現在における2,168百万ユーロ（2023年12月31日現在は1,808百万ユーロ）は、営業債権から控除されている。

営業債権は2023年12月31日現在と比較して、さまざまなセグメントの売上高の変動に関連して減少している。フランスー発電と供給（16）億ユーロ、EDF Trading（17）億ユーロおよびフランスー規制業務3億ユーロが挙げられる。産業およびサービスのセグメントにおける4億ユーロの変動は特に、Arabelle Solutions取得による2億ユーロに起因する。

13.3.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
営業債権	25,997	(1,858)	24,139	28,573	(1,740)	26,833
- 期日経過後6か月以内	2,330	(351)	1,979	2,263	(392)	1,871
- 期日経過後6～12か月	1,438	(428)	1,010	1,100	(401)	699
- 期日経過後12か月超	1,692	(1,012)	680	1,066	(728)	338
期日到来営業債権合計	5,460	(1,791)	3,669	4,429	(1,521)	2,908
期日未到来営業債権合計	20,537	(67)	20,470	24,144	(219)	23,925

13.3.2 債権の譲渡

会計原則および会計処理方法

EDFグループは複数のファクタリングまたは証券化プログラムを管理しており、これによって適格な営業債権を譲渡し、現金による支払いを受け取ることができる。

営業債権は、IFRS第9号に基づいて、当グループが以下を行った時点で認識が中止される。

- ・ 譲渡契約に基づき、資産に関連する支払いを受け取る権利、または受け取ったキャッシュ・フローを支払う義務を第三者（連結している組成された企業を除く。）に履行した場合、および
- ・ 債権に付随する実質的にほぼすべてのリスクと経済価値を譲渡した場合。

それ以外の場合は、譲渡済の債権は引き続き貸借対照表上の資産に計上され、受け取った資金は金融負債として会計処理される。

当グループは2023年度に証券化共通ファンド（特別目的事業体）を通じて証券化契約を締結し、関連債権は貸借対照表上に計上することとなった。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
譲渡済で貸借対照表上に留保している営業債権	75	57
譲渡済で貸借対照表上認識中止した営業債権	1,323	1,764

当グループは2024年12月31日現在、主にEdison、EDF SA、DalkiaおよびLuminusに関連する合計1,323百万ユーロの営業債権の譲渡を行った（2023年12月現在は1,764百万ユーロ）。

譲渡のほとんどは、遡及権なしで、繰り返し行われている。したがって、対応する債権の額は以後、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の何かを条件としている場合の当該権利である。契約資産の大部分は、1年以内に期限が到来する。

債権に含まれている契約資産は、2024年12月31日現在で200百万ユーロ（2023年12月31日現在は286百万ユーロ）に相当し、2024年度については主にDalkia、EDF Renewables、Arabelle Solutionsおよびその他国外に関連している。

13.4 その他の債権

その他の債権の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
前払費用	1,652	1,609
未収VAT	2,460	2,193
その他の未収税金（VATを除く。）	344	315
公共電力サービス拠出金（CSPE）未収金	792	-
その他の営業債権 ⁽¹⁾	7,086	7,067
その他の債権	12,334	11,184
非流動部分	1,979	2,110
流動部分	10,355	9,074
総額	12,424	11,252
減損	(90)	(68)
(1) 資産売却に係る債権を含む。		

2024年12月31日現在、その他の営業債権は主に、トレーディング業務において行われたマージンコール24億ユーロ（2023年度は31億ユーロ）を含んでいる。マージンコールの減少は特に、担保を信用状で置き換えたこと、および市場のボラティリティが低下したことに起因している。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13.6を参照）。

EDFの公共サービス費用

2024年度のEDFに拠出される公共サービス費用の額は6,861百万ユーロである。フランスにおける公共電力サービス拠出金メカニズムについては注記5.5.1に記載されている。

2024年度の国家一般予算からの受取額は、3,472百万ユーロであった。この金額は特に、2023年度のメカニズムの残高227百万ユーロ、および2024年度のメカニズムからの補償3,245百万ユーロに基づいている。

エネルギー規制委員会による2024年6月26日付の決定第2024-124号（2023年12月29日付の2024年度財政法第2023-1355号の第225条により改正されたエネルギー法第L.336-5条、および政令第2024-556号第5条を適用）に従って、2024年度に受領したARENH価格補完556百万ユーロにより、2025年度のメカニズムに基づき国家一般予算から支出される補償額は減少する。これにより、2024年12月31日現在のEDF SAのエネルギー公共サービス拠出金未収金額が減少している。

したがって、2024年12月31日現在で、EDF SAは国に対する営業債権792百万ユーロを計上した（2023年12月31日現在は2,030百万ユーロの債務）。

13.5 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
営業債務（EDF Tradingを除く。）	15,302	14,533
営業債務（EDF Trading）	4,164	5,154
営業債務	19,466	19,687

2024年度のEDF Tradingを除く営業債務の8億ユーロの増加は特に、EDF Energy（4億ユーロ）、Arabelle Solutions（3億ユーロ）、Edison（2億ユーロ）およびEnedis（4億ユーロ）に関係している。

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。したがって、2024年12月31日現在、関連する債務985百万ユーロは引き続き、当グループの財務諸表上「営業債務」に含まれている。

13.6 その他の負債

その他の負債の明細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	うち契約負債	2023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	3,614	2,435	4,011	2,099
有形固定資産関連負債	5,542	-	5,464	-
税金負債	5,167	-	4,740	-
社会保障費	6,717	-	6,236	-
長期契約に係る繰延収益	3,975	3,974	3,548	3,548
その他の繰延収益 ⁽¹⁾	1,219	897	1,267	857
トレーディング業務のマージンコール	486	-	922	-
公共電力サービス拠出金（CSPE）負債	-	-	2,030	-
その他 ⁽²⁾	3,950	-	4,442	-
その他の負債	30,670	7,306	32,660	6,504
非流動部分	6,039	3,367	5,685	3,539
流動部分	24,631	3,939	26,975	2,965
(1) その他の営業収益および営業費用に未計上である2020年度に受け取ったフェッセンハイム補償協定に基づく最初の支払額を含む（注記5.5.4を参照）。				
(2) 資産の取得および投資補助金に係る債務を含む。				

13.6.1 前受金および未成業務受入金

2024年12月31日現在、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1,501百万ユーロから成る（2023年12月31日現在は719百万ユーロ）。

13.6.2 税金負債

2024年12月31日現在、税金負債には特に、2023年2月1日現在の事業顧客向け0.5ユーロ/MWhおよび住宅顧客向け1ユーロ/MWhの料金の替わって、2024年2月1日より段階的に適用されている事業顧客向け20.5ユーロ/MWhおよび住宅顧客向け21ユーロ/MWhの料金に関連した電力消費税に関する1,409百万ユーロを含んでいる。

13.6.3 長期契約に係る繰延収益

2024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2,137百万ユーロ（2023年12月31日現在は2,089百万ユーロ）とArabelle Solutionsに対するパートナー前渡金329百万ユーロが含まれている。

これにはまた、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残高17億ユーロも含まれている。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。

13.6.4 トレーディング業務のマージンコール

2024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5億ユーロ（2023年度9億ユーロ）を含んでいる。負債に認識されたマージンコールの額は、相手方が異なるため、資産に認識されたマージンコールと相殺できない（注記13.4を参照）。

13.6.5 その他の負債

2024年12月31日現在、その他の負債には、2023年12月31日現在と同様、投資補助金16億ユーロが含まれる。2024年度に受け取った投資補助金は、連結範囲の影響を除くと、232百万ユーロとなる（2023年度は258百万ユーロ）。

グループ会社が受け取った投資補助金は、負債の部の「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。

13.6.6 契約負債

契約負債は、顧客が既に代金を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、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)	2023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	2024年 12月31日 現在
前受金	2,099	1,710	(1,395)	(34)	-	25	30	2,435
長期契約に係る繰延収益	3,548	872	(684)	(167)	49	334	22	3,974
その他の繰延収益	857	673	(686)	-	-	51	2	897

これらの負債は、大部分の前受金および未成業務受入金2,435百万ユーロ（主に産業およびサービス、英国、およびフランスー規制業務のセグメントに関連）、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）4,871百万ユーロ（主にフランスー発電と供給ならびに産業およびサービスのセグメントに関連）から構成されており、その2024年12月31日現在の合計額は7,306百万ユーロである（2023年12月31日現在は6,504百万ユーロ）。2024年度の連結範囲の変更は主として、Arabelle Solutionsの取得に関係している。

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19,191百万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778百万ユーロは、Exeltium契約に基づいて2034年度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

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。

2024年12月31日現在のEDFの資本金は2,084,365,041ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式4,168,730,082株から成る。2023年6月8日以降、株式の100%をフランス政府が所有している。

14.2 配当

2024年6月11日の株主総会で、2024年度には2023年度に関して配当を支払わないことが決定された。

2024年度の中間配当は支払われなかった。

14.3 永久劣後債

会計原則および会計処理方法

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、または極めて限定的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。したがって、IAS第32号に準拠して、これらの社債は自己資本に計上され、支払額は配当金として処理される。

2024年12月31日現在、自己資本に計上されている永久劣後債は、10,047百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である（2023年12月31日現在は12,009百万ユーロ）。

EDFは2024年6月5日に、2018年10月に発行され、2024年10月30日に満期を迎える利率4%のハイブリッド債1,250百万ユーロの償還オプションを2024年7月5日に行使する意向を発表した。償還が確実であることを踏まえ、EDFは2024年6月30日に、以前は自己資本に計上されていた1,243百万ユーロを、その他の金融負債（1,250百万ユーロ）および剰余金（発行費用に相当する（7）百万ユーロ）に組み替えた。2024年7月5日に、当該負債1,250百万ユーロは全額返済された。

EDFは2024年9月10日に、2014年1月に発行された利率5.0%、1,000百万ユーロの永久超劣後債（EDFの裁量による最初の早期償還日は2026年1月22日）および2013年1月に発行された利率6.0%、1,250百万英ポンドの永久超劣後債（EDFの裁量による最初の早期償還日は2026年1月29日）を対象として、契約に基づく償還募集を開始した。この募集により、2014年1月に発行された1,000百万ユーロのユーロ建債券のうち499百万ユーロ分、および2013年1月に発行された1,250百万英ポンドの英ポンド建債券のうち730百万ユーロ（621百万英ポンド）分について、一部償還が実施された。

EDFは2024年9月10日に、2013年1月に発行され、2025年1月に満期を迎える利率5.38%、1,250百万ユーロのハイブリッド債について、2025年1月29日に償還するオプションを行使する意向を発表した。EDFは12月31日に、自己資本に計上されていた1,229百万ユーロを、その他の金融負債（1,250百万ユーロ）および剰余金（発行費用に相当する21百万ユーロ）に組み替えた。

EDFは2024年9月10日に、3つのトランシェのグリーンハイブリッド債を発行し、それぞれ500百万ユーロ（利率5.125%）、650百万ユーロ（利率5.625%）および500百万英ポンド（利率7.375%）が自己資本に計上された。

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、2024年度には582百万ユーロであった（2023年度は630百万ユーロ）。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。

2025年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して74百万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	629	GBP	13年	6.00 %
EDF	01/2014	501	EUR	12年	5.00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15年	5.88 %
EDF	12/2019	500	EUR	8年	3.00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6.5年	2.88 %
EDF	09/2020	1,250	EUR	10年	3.38 %
EDF	06/2021	1,250	EUR	7年	2.63 %
EDF	12/2022	1,000	EUR	6年	7.50 %
EDF	06/2023	1,500	USD	10年	9.13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5年	5.13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8年	5.63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11年	7.38 %
(1) 資金受領日。					

14.4 非支配持分（少数株主持分）

主要な非支配持分に関する詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在	
	所有割合(%)	非支配持分	非支配持分に 帰属する純利益	非支配持分	非支配持分に 帰属する純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20.00 %	1,453	300	2,014	136
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	27.40 %	5,915	(87)	5,349	(2,703)
Sizewell C (Holding) Ltd.	83.77 %	-	(5)	1,475	-
EDF Investissements Groupe SA	13.78 %	1,024	17	520	13
Luminus SA	31.37 %	995	102	698	25
Framatome	19.50 %	200	(23)	218	(34)
その他の非支配持分		1,442	144	1,677	158
合計		11,029	448	11,951	(2,404)

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72.60%（2023年12月31日現在は67.72%）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) Ltd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16.23%（2023年12月31日現在は49.44%）を所有する、サイズウェルCプロジェクトの持株会社であるSizewell C (Holding) Ltdの支配を喪失したことに伴い、同社は2024年12月31日現在において、当グループの財務諸表に持分法適用会社として計上されている。2023年12月31日現在、非支配持分は英国政府（HMG）の持分であった。

当グループがEDF SAを通じて80.5%を所有するFramatomeに対する非支配持分は、Assystemが保有していた5%を2024年1月25日にEDFが取得して以降、三菱重工業が保有する19.5%持分のみである。

Luminusの非支配持分は、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。

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。2024年11月6日にNatixis Belgique Investissementsが500百万ユーロの増資を受け、2024年12月31日現在、同社はEDF IGの資本の13.78%（2023年12月31日現在は7.54%）を保有し、EDFはC3を通じて残りの86.22%（2023年12月31日現在は92.46%）を保有している。

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、2024年12月31日現在の合計66百万ユーロ（2023年度96百万ユーロ）を含む。

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合理的に確実である場合にのみ、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、当該引当金に対応する額が固定資産に計上されている。

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の資産の部に計上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、技術的および規制制約から再利用できない原子炉内の燃料在庫の原価、その燃料処理ならびにこれらから生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

債務は各国の法規制ならびに関係する技術および業界のシナリオに応じて大きく変動する可能性がある。

原子力発電関連引当金の流動および非流動の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
核サイクル終了引当金	33,220	1,995	35,215	28,193	2,069	30,262
廃炉および炉心核燃料引当金	35,609	1,453	37,062	32,013	1,269	33,282
原子力発電関連引当金	68,829	3,448	72,277	60,206	3,338	63,544

会社毎の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	ベルギー	合計
	注記 15.1	注記 15.2	注記 15.3	
使用済核燃料管理引当金	17,449	1,265	-	18,714
廃棄物除去および調整引当金	-	520	-	520
放射性廃棄物長期管理引当金	14,156	1,446	379	15,981
2024年12月31日現在核サイクル終了引当金	31,605	3,231	379	35,215
原子力発電所廃炉引当金	19,221	12,878	599	32,698
炉心核燃料引当金	2,995	1,369	-	4,364
2024年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	22,216	14,247	599	37,062
2024年12月31日現在原子力発電関連引当金	53,821	17,478	978	72,277

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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023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	2024年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	15,114	4,074	(1,248)	638	59	77	18,714
廃棄物除去および調整引当金	406	-	-	22	21	71	520
放射性廃棄物長期管理引当金	14,742	881	(348)	371	61	274	15,981
核サイクル終了引当金	30,262	4,955	(1,596)	1,031	141	422	35,215
原子力発電所廃炉引当金	29,291	400	(1,000)	1,321	537	2,149	32,698
炉心核燃料引当金	3,991	-	-	193	62	118	4,364
廃炉および炉心核燃料引当金	33,282	400	(1,000)	1,514	599	2,267	37,062
原子力発電関連引当金	63,544	5,355	(2,596)	2,545	740	2,689	72,277
流動部分	3,338						3,448
非流動部分	60,206						68,829
EDF SA	48,220						53,821
-2006年6月28日付法律の範囲内の引当金	47,001						52,583
英国	14,365						17,478
ベルギー	960						978

2024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（注記15.1.1を参照）。
 - ＞ 使用済燃料の貯蔵に関する業界シナリオの改訂（注記15.1.1.1を参照）による、フランスにおける使用済核燃料管理引当金の3,301百万ユーロの増加。
 - ＞ 長寿命中高レベル廃棄物の保管費用（Cigéo）の見直し（注記15.1.1.2を参照）による、放射性廃棄物長期管理引当金の823百万ユーロの増加。
 - ＞ フラマンヴィル3発電所の最初の稼働による原子力発電関連引当金の428百万ユーロの増加（注記15.1.1.3を参照）。
 - ＞ フランスにおける実質割引率の10ベース・ポイントの上昇（注記15.1.1.5を参照）による引当金の（964）百万ユーロの減少。
- ・ 英国（注記15.2を参照）
 - ＞ 2024年12月にNLA（非原子力負債保証チーム）により承認された統合計画25（IP25）において行われた3,440百万ユーロの費用見積りの更新。
 - ＞ 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30ベース・ポイント）による引当金の(825)百万ユーロの減少。
 - ＞ ヘイシャム1号機およびハートルプールのAGR発電所の閉鎖を2027年度（従来は2026年度）、ヘイシャム2号機およびトーネスのAGR発電所の閉鎖を2030年度（従来は2028年度）に予定するという新たな想定（2024年12月に当グループが発表した。）を受けた、核サイクル終了および廃炉引当金の（366）百万ユーロの減少。

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 原子力発電関連引当金

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、関連する事業に応じてリスクおよび不確定の水準が織り込まれる。これはまた、注記1.3.4.2に記載された見積り、判断および不確実性の要因も含む。2024年度末には、特に以下に示す短期・中期的に変化するであろう一時的な状況により不確実性のレベルが高まっている。(i)将来的な終了サイクルプログラムの新しい使用済燃料の貯蔵容量（ADECプロジェクト）に関する2025年度および2026年度の概略予備調査（注記15.1.1.1を参照）、(ii)アスベスト含有塗料の処理に関する最近の規制の変更、ならびにそれが稼働中の施設の解体の見積りに及ぼし得る影響の（検討対象となる範囲の規模および多様性によるサンプル抽出の複雑性を踏まえ、2025年度に開始される行動計画を通じた）分析（注記15.1.1.3を参照）が挙げられる。また、フランス政府によるCigéoプロジェクトの新しい見積り決定の公表が2025年9月に予定されている（注記15.1.1.2を参照）。

フランスにおける核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2023年 12月31日現在	増加	減少	割引の影響	その他の 変動	2024年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	15.1.1.1	13,876	4,058	(1,113)	573	55	17,449
-営業サイクルに関連しない金額		1,760	2,678	(36)	76	18	4,496
-2006年6月28日付法律の範囲外のコスト		1,219	-	(42)	61	-	1,238
放射性廃棄物長期管理引当金	15.1.1.2	13,205	869	(348)	301	129	14,156
核サイクル終了引当金		27,081	4,927	(1,461)	874	184	31,605
原子力発電所廃炉引当金	15.1.1.3	18,419	399	(274)	753	(76)	19,221
炉心核燃料引当金	15.1.1.4	2,720	-	-	126	149	2,995
廃炉および炉心核燃料引当金		21,139	399	(274)	879	73	22,216
原子力発電関連引当金		48,220	5,326	(1,735)	1,753	257	53,821
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⁾		47,001	5,326	(1,693)	1,692	257	52,583
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⁾		1,219	-	(42)	61	-	1,238
⁽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コストは、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）。							

EDF SAの原子力発電関連引当金の変動は主に、以下の事象に起因する。

- ・ 使用済燃料の貯蔵に関する業界シナリオの改訂（注記15.1.1.1を参照）による、フランスにおける使用済核燃料管理引当金の3,301百万ユーロの増加。この影響は、純損益を通じて調整される引当金に関する3,291百万ユーロは「増加」に、資産の裏付けがある引当金の変動に関する10百万ユーロは「その他の変動」に表示されている。
- ・ フラマンヴィル3発電所の最初の稼働による原子力発電関連引当金の428百万ユーロの増加。その内訳は、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金235百万ユーロ（注記15.1.1.3を参照）、炉心核燃料引当金22百万ユーロ、使用済核燃料管理引当金73百万ユーロ、放射性廃棄物長期管理引当金98百万ユーロである。これらの要素は主に、資産の裏付けがある引当金の変動として「その他の変動」に表示されている。
- ・ 長寿命中高レベル廃棄物の保管費用（Cigéo）の見直し（注記15.1.1.2を参照）による、放射性廃棄物長期管理引当金の823百万ユーロの増加。この影響は、純損益を通じて調整される引当金775百万ユーロは「増加」に、資産の裏付けがある引当金の変動48百万ユーロについては「その他の変動」に表示されている。

また、フランスにおける実質割引率10ベシス・ポイントの上昇（注記15.1.1.5を参照）による引当金の（964）百万ユーロの減少に留意するべきである。この影響は、純損益を通じて調整される引当金の変動(514)百万ユーロについては「割引の影響」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(450)百万ユーロについては「その他の変動」に表示されている。

割引の影響にはまた、金融損益に認識された割引の戻入に係る費用2,267百万ユーロが含まれている。

EDF以外の施設について：

- ・ EDF、Orano Recyclageおよびフランス原子力エネルギー庁（CEA）は、2004年12月に、マルクルのUPI再処理施設の永久閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・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、EDFは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とOrano Recyclageは、2008年12月および2010年7月に、ラアグ施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をOrano Recyclage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は未完業務費用の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、EDFは引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。

15.1.1.1 使用済核燃料管理引当金

使用済燃料処理

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府と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により処理される名目量（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、設置許可申請に基づいて原子炉24基が許可済み）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。

したがって、使用済核燃料管理引当金（17,449百万ユーロ）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燃料に関連する部分を含む。）に関連する。

これらの費用は主に、期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年度から2040年度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。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含む。

前回の実施契約が2023年度に終了することから、EDFとOrano Recyclageの交渉が2023年9月にまとまり、2024年度から2026年度の期間を対象とする実施契約の原則に関する契約が締結された。これにより、2023年12月31日現在、使用済核燃料管理引当金が2,216百万ユーロ増加した。この契約には、契約の基礎となる経済状況の変化、および施設の性能の向上に必要な操業費用に関してOrano Recyclageから示されたニーズが反映されている。

上記の原則に係る2023年9月の契約の要素を含んだ2024年から2026年を対象とする実施契約が、2024年10月1日に締結された。その結果、同契約は2024年度について、使用済核燃料管理引当金に重要な影響を及ぼさない。

使用済燃料の貯蔵

また、2023年度末現在の以下の点を踏まえ、使用済燃料の一時貯蔵はサイクル終了に係る重要な課題である。

- ・ 特にEDFの発電所から出る使用済燃料の一時貯蔵施設使用量予測に基づき、ラアグのプールが2030年度に飽和状態となるリスクに係る問題。これを受けて、将来の使用済燃料の長期貯蔵容量を拡大して飽和状態を回避するために、EDFが監督・運営する集中型燃料貯蔵プールの建設が検討され、第1水槽の稼働開始が2034年度に予定された。この第1水槽は原子炉のプールを拡張する機能を果たし、発電所の稼働継続性を確保するものであり、したがって有形固定資産と見なされた。この水槽の完成まで、過渡的な解決策であるラアグのOrano施設の既存プールの高密度化の対応策プロジェクトならびに補足的解決策である使用済プルトニウム（MOX）燃料および再処理ウラン（RepU）燃料の乾式貯蔵が調査の対象となり、関連費用は引当金によって賄われた。
- ・ 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では再利用できない使用済装荷燃料、すなわち、プルトニウム（使用済MOX）または再処理ウラン燃料（使用済RepU）、およびクレイ・マルヴィルから回収された燃料を長期貯蔵するニーズ。このニーズは、2047年度の稼働開始が予定されていた集中型貯蔵プールの第2水槽建設シナリオに基づく引当金により賄われていた。

この使用済燃料管理に関して、2024年度上半期に以下の動きがあった。

- ・ 2024年2月26日の原子力政策評議会（CPN）により、既存施設の延長、耐久性およびラアグのサイクル施設の更新を通じて使用済燃料の再処理・再利用およびクロズド・サイクルを組み合わせたサイクル終了に係るフランスの政策の全体的な方針が確認された。
- ・ ASN委員による2024年4月11日のOranoおよびEDFの共同ヒアリングにより、上記のCPNを背景として、ラアグ施設の貯蔵能力に関する現時点での報告および貯蔵すべき使用済燃料の予測量が包括的に提示された。同ヒアリングに続き、ASNは2024年4月17日の情報通知文書において、ラアグのプールが飽和状態に陥るリスクの延期を報告しながらも、安全マージンを回復させるための措置を講じる必要性を再度指摘した。また、ASNは施設事業者に対して、高水準の安全目標とともに、可能な限り短期間で新たな長期貯蔵能力を導入することと呼びかけた。

EDFが2024年4月11日にASN委員に提示した業界シナリオには、発表されたラアグのプールの短期的な飽和リスクの（措置の実施による）緩和と合わせて、2022年12月9日付政令第2022-1547号を適用して定められた2022年12月9日付省令の規定に従い、プルトニウム燃料（使用済MOX）およびクレイ・マルヴィルの燃料の長期貯蔵を担う（上述のとおり、以前予定されていた2つの水槽ではなく）単一的水槽を使用するEDFの監督下でのラアグ施設の更新の見通しが含まれていた。このシナリオを評価するために採用された見積りは、これらの重要な仮定に基づいていた。

2024年6月30日現在、この業界シナリオの変更の結果、最初的水槽に関連する資産計上された費用の減損142百万ユーロが認識され、最新の見積りを踏まえて2024年6月末現在の使用済核燃料管理引当金が以下のとおり更新された。

- ・ 短期的（2030年度から2040年度）なラアグのプール飽和リスクの管理について、プール高密度化の対応策プロジェクトの実施が確定し、開発調査の最終化により、引当金が2024年6月30日現在311百万ユーロ増加した。現時点で、乾式貯蔵の補足的解決策も依然として検討されている。
- ・ プルトニウム燃料（使用済MOX）およびクレイ・マルヴィルの燃料の長期貯蔵ニーズに関して、単一水槽の容量の新たな規模設定および運転開始の繰り上げを考慮した。この見積りは、2024年度第1四半期に最終化された安全および危機管理に係る最新の要件を含む概略予備計画においてEDFが提案したプロジェクトの費用のレビューに基づいている。これらの要素により引当金が増加し、当該引当金は2006年法律が定義する営業サイクルに関連しないことから、2024年6月30日現在において2,657百万ユーロの専用資産が構成された。
- ・ 現在までの使用済装荷ウラン燃料（RepU）に関して、以後、業界シナリオにおいて、（長期貯蔵を経ての直接貯蔵の代わりに）ラアグの既存施設において処理（使用済RepUの希釈）をすることが検討されている。処理に関連する使用済核燃料管理引当金は333百万ユーロ増加し、放射性廃棄物長期管理引当金は120百万ユーロ減少した。

2024年秋に、EDFとOranoはDGECおよびASNに対して、ラアグのOrano施設における将来のサイクル設備に関する産業計画（将来の終了プログラム（ADF））を検証するよう提案した。これには特に、新しい使用済燃料処理施設および新しいMOX燃料製造工場が含まれる予定である。こ

の計画では、Oranoの監督の下で新たな貯蔵容量を統合する工場（ADEC）の設置も予定されており、これは後に将来の処理施設に接続される予定である。

2024年12月31日現在、この提案について所轄当局による検証が行われている。ADECプロジェクトが承認された場合、同プロジェクトはOranoの監督下に置かれ、EDFの監督下にあるPECプロジェクトに取って代わることになる。

これに関連して、Oranoは最近、新たな貯蔵容量プロジェクトを含むADFプログラムに関する概略予備調査に係る作業を開始し、これは2026年度末まで実施される予定である。同プログラムの資金調達方法は、現時点では未定である。

今後明確にすべきこれらの構造的要素を踏まえ、使用済燃料貯蔵義務に関して必要な引当金の現時点で最良の見積りは依然として、2024年度上半期に更新された基礎的な仮定に基づくものである。

使用済燃料の特定の貯蔵解決策に対する引当金は合計で、Oranoのラアグにあるプールの高密度化費用につき504百万ユーロ、またクレイ・マルヴィルの使用済MOXおよび燃料の貯蔵につき4,496百万ユーロである（これらの燃料は既存または建設中の工業用施設で再利用できない。）。

再処理ウランの再利用

取締役会は2018年度に、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。対応する契約が2018年度第2四半期中に、各供給業者との間で署名された。ロマン・シュル・イゼールのFramatome工場で組み立てられた最初の集合体は、2023年度に認可済の900MW原子炉に装荷され、同原子炉は2024年2月4日に再稼働した。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1300MW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、使用済核燃料管理引当金に含まれる再処理用ウラン貯蔵引当金（485百万ユーロ）は、1300MW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。

気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局が委託した監査

環境法第594-4条に定められた権限に従って、2024年度初めに気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局は、2023年12月末現在のEDFの使用済燃料管理費用の見積りについて、外部監査の実施を委託した。同監査は2024年度第2四半期に開始しており、2025年度第1四半期に終了する予定である。現段階では、同監査に関連して使用済核燃料管理引当金に重要な影響が生じることは予想されていない。

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。
- 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。

引当金に関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および、特にラアグにおける発電所の廃炉または使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料を含む。）。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とおりである。

（単位：百万ユーロ）	貯蔵センター	2024年12月31日 現在	2023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：CIREN-モルヴィリエ(ANDRA) 低中レベル廃棄物：CSA-スレーヌ(ANDRA)	3,310	3,176
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)	371	369
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	10,475	9,660
放射性廃棄物長期管理引当金		14,156	13,205

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（コドレのCentrac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または焼却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。これを受けてEDFは、原子力発電所の解体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・溶融施設テクノセンターの開発を継続している。目標は、2031年度の施設の稼働開始である。放射性物質および廃棄物の管理に関する第5次国家計画に関連して、テクノセンター・プロジェクトの目的および日程を示すロードマップが2023年度の初めにDGECに送付された。国家公開討議委員会（CNDP）へのプロジェクトの付託が2024年1月半ばに行われた。2024年10月に開始された公開討議は、2025年2月に終了する予定である。

2023年度の進展

2023年度には、これらの廃棄物の管理に関する最新の仮定が年次レビューに組み込まれた。これは引当金に重要な影響を与えなかった。特に、超低レベル金属廃棄物の再利用の促進に向けた、汚染度の高い活動に対する一般税の導入、および永久閉鎖以降の貯蔵センターに係るINB税の引下げ（ANDRAが請求する貯蔵費用に変更をもたらす。）を定める2024年度財政法の影響が考慮された。

2024年度の進展

2024年度には、年次レビューにおいて、超低レベル廃棄物の貯蔵費用に係る仮定（ANDRAとの現在締結されている新契約に基づく）など、これらの廃棄物管理に関する最新の仮定が考慮され、引当金が56百万ユーロ増加した。

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成る。

これらの廃棄物は長寿命であり、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日付法律では、これらの廃棄物について、特定の地下貯蔵を定めている。

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の地表付近貯蔵施設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。2020年8月6日に公表されたASNの意見第2020-AV-0357号および第5次PNGMDR²に基づいて、ANDRAは2024年3月に、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示し、黒鉛廃棄物の貯蔵場所としてヴォンドゥーヴル・スレーヌ用地以外の選択肢の検討につながる文書を提出した。同文書は、ASNによって現在審査されている。

一方で、これらの廃棄物の放射性物質インベントリをより詳細に査定するためにEDFが実施した調査により、解体された最初の原子炉（シノンA2）の黒鉛を、特定の貯蔵センターの稼働を待たずに既存の地表面センター（CSA）に貯蔵する可能性を検討することが可能となっている。

したがって、2045年までに撤去されるシノンA2の黒鉛に関する規定で現在モデル化されているシナリオは、CSAでの貯蔵である。この黒鉛については、特定の長寿命低レベル廃棄物センターでの貯蔵と合わせて、シノンに一時的貯蔵施設を建設することがリスクとして考慮されている。

その他の原子炉については、貯蔵施設における黒鉛の直接貯蔵が規定に含まれる。

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、原子力発電所の運営、保守および解体による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付法律では、長寿命中高レベル廃棄物の可逆的深部地層処分を定めている。それがCigéo（産業用地層貯蔵センター）プロジェクトの目的である。

² 放射性物質および廃棄物の管理に関する国家計画。政令第2022-1547号および施行令が2022年12月10日付官報にて公布された。

2016年1月15日にエコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年12月31日現在の経済状況下で250億ユーロと設定する省令を公布した。決定された当該費用は、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。

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段階（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とが定められた。

これに関連して、ANDRAは2025年4月にDGEC、ASNおよび関係する議院内委員会に対し、Cigéoの最新の見積書を提出しなくてはならない。同見積書には、廃棄物産出業者を含む利害関係者の意見が付され、これを受けて政府は2025年9月頃にCigéoの新しい「目標費用」を決定する。

現段階では、この見積書の作成作業が進行中であり、複数の点について議論の余地が残されている。さまざまな作業およびその相互作用の総合的な影響を見積るには、2025年度に最終化される全体構想を考慮する必要がある。

しかしながら、EDFは、2016年度に策定された見積りに含まれていなかった特定の要素を十分に考慮するため、2024年度財務諸表において引当金を見直した。この見直しによって、現在進行中のその他の見積作業とは別に、823百万ユーロの引当金の増加が発生している。

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9,508百万ユーロは、廃棄物の量および特性に応じた産出業者分を考慮した貯蔵費用に基づいており、また、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、貯蔵用地への移送、および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んでいる。

2016年以降のCigéoプロジェクトに関する主要なマイルストーンは以下のとおりである。

2018年1月11日にASNは、同プロジェクトが安全性オプション報告書の段階において、全体として十分な技術的成熟度に達したものと判断した。DGECの要請により、独立した専門家集団による詳細設計レビューが実施された。専門家集団は2020年度末に、ANDRAが提出したファイルについて概ね肯定的な意見を表明した。

2021年9月15日から10月23日にかけて、公益事業宣言に関連する公聴会が開催された。その結果、調査委員から肯定的な意見（監督者に対する5つの勧告を含む。）が提出され、2021年12月20日に公表された。委員会の結論では、この公聴会「一般の人々からの数多くの意見が寄せられ、その大半が説得力のあるものであり、大多数がプロジェクトに賛成であった」こと、そしてCigéoは「タイムリーで関連性があり、堅固であった」と述べられた。

調査に先立って、投資総局（SGPI）によるCigéoの社会経済的評価に関する専門的意見では、「プロジェクト全体および輸送部分の両方」に関して肯定的な意見が出された。SPGIは、「Cigéoプロジェクトは、環境および健康リスクに対して高い健全性および保険的価値を有する」ことを強調した。

一方で、環境当局は、2021年1月13日の意見において、環境評価の教育的性質を強調した。当局は一連の勧告も発表し、ANDRAはこれを公聴会に組み込んだ。

2022年7月7日付政令第2022-993号により、Cigéoが公益事業として正式に認められ、ペイ・パロワ（ムーズ県）の地域一体化計画、オート＝ソー（ムーズ県）の自治体間地域都市計画およびゴンルクール＝ル＝シャトー（ムーズ県）の地域都市計画との整合性が確保された。また、2022年7月7日付政令第2022-922号により、Cigéoプロジェクトは、都市計画法第R.102-3条に規定される国益事業のひとつとなった。

2023年1月17日に、設置許可申請が提出された。

この提出を受けて、2023年6月22日にASNは、Cigéoの設置許可申請は受理可能であると判断した。設置許可申請に対しては、2024年6月27日に環境当局の意見も出された。この段階を経て、同件の技術検証の作業の開始が可能になった。検証は、常設グループ（GP）の3つの会合により区切られていた。GP1（常設グループ1）は2024年4月に、GP2は2024年12月に開催され、GP3は2025年半ばに開催予定であり、ASNの意見は2025年11月に予定されている。

設置許可は、2027年度末の取得が見込まれている。

現時点で、ANDRAの参考スケジュールではまずパイロット操業フェーズが予定されており、2035年度から2040年度の間の最初の廃棄物引渡しを考慮に入れている。

瀝青廃棄物処理の特別なケースに関しては、ASNは安全性オプション報告書の検証において、Cigéoにある瀝青廃棄物を現状のまま貯蔵するための代替案を検討するよう要請した。2018年9月にDGECは、瀝青廃棄物管理の現状を評価するよう専門家グループに委託した。専門家グループは2019年9月に、さまざまな管理オプション（貯蔵または中和化）が事前に実施可能であると結論付けた。しかしながら、最も妥当なオプションを特定するために、開始した調査を継続することが重要であると強調した。産出業者とANDRAの4者による合同調査プログラムで、現在この問題が検証されている。

また、Cigéoの課税に関しては、2021年度財政法第127条に、このプロジェクトの税務上の変更（標準課税から貯蔵税に基づく課税への移行）が規定されている。しかしながら、2024年度末現在、同法に関連する措置、およびそれらが当該施設に対する課税水準に及ぼし得る影響は、まだ明確にされていない。

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（業務廃棄物の処理・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968百万ユーロも含んでいる。

ビュジェの用地に設置されたICEDAは、原子力発電所の運転（燃料管理を除く。）および廃炉から発生する長寿命中レベル廃棄物の処理および貯蔵専用の施設である。同施設は2020年度に稼働を開始し、2021年度に最初の廃棄物の処理が行われた。

2021年度以降、ICEDAでは、ショーA解体によるすべての業務廃棄物、およびフェッセンハイムの最初の運転廃棄物の処理を行ってきた。

2024年度にASNは、処理のために同施設への搬入が許可された廃棄物について、規制上の特性の変更を許可した。この変更により、ICEDAは、その設計の目的に含まれる廃棄物の100%を処理できるようになる。この新しい範囲を反映した処理許可は、2025年度初めに出される見込みである。

最後に、フェッセンハイム原子力発電所の2つの原子炉の永久閉鎖を受けて、EDFはICEDAでフェッセンハイムの解体廃棄物を処理できるように、ICEDAの設置許可政令の改正を申請した。改正令は2025年度に公布される見込みである。

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（INB）の廃炉に関して技術的および財務的責任を負っている。永久閉鎖と廃炉手続は、環境法第L.593-20条から第L.593-25条および第R.593-65条から第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。

- ・ 予定される閉鎖日から2年以上前の永久閉鎖届出。2015年8月17日付エネルギー移行法以降、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、重要性の程度がより低い重要な変更（単に運営者による大臣とASNへの届出を要求する。）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。当局の検討と公聴会を経て、当局が解体作業を開始することを定める政令が制定される。
- ・ 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への届出または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。これにより基本的な原子力施設に係る法制度から除外する。

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、公衆衛生法第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、トリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）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（プレニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却（UNGG）炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、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、解体申請が現在ASNによる審査を受けており、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、国際的にも経験フィードバックが極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。したがってこれらは、既に経験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フィードバック（基本的に米国のものであり限定的）が活かせる。ショー発電所はまた、洞窟内に位置するという特異性を有しており、そのため、これは経験フィードバックがそのまま転用できず、固有の課題を伴う特有の作業でもある。

閉鎖された発電所について進行中の作業（特にショーのPWRに関して得られた経験共有）、フェッセンハイムの900MW原子炉2基の概略予備調査、およびフェッセンハイムの解体準備作業により、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、したがって、当該見積額は、特にこの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とおりである。

（単位：百万ユーロ）	2023年 12月31日現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2024年 12月31日現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	13,002	-	(10)	594	(76)	13,510
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	5,417	399	(264)	159	-	5,711
原子力発電所廃炉引当金	18,419	399	(274)	753	(76)	19,221

現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金（資産の裏付けがある引当金）に係る「その他の変動」には主に、2024年12月31日現在の実質割引率の変更の影響、およびフラマンヴィル3に関して、2024年9月の原子炉の最初の稼働を受けての廃炉引当金235百万ユーロの認識が含まれる。

「減少」は、2024年度に発生した廃炉費用を反映している。「増加」は、永久閉鎖となった発電所に係る見積りの年次レビュー（主に、以下に詳述する危険物質の処理および老朽化の項目に関連する。）の結果に対応し、すなわち、資産の裏付けのない引当金に係る。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

以下の2つのセクションに記載される見積りの基礎は、現在稼働中の56基の原子力発電所に関するものである（フラマンヴィル3については、「2024年度の進展」の項を参照）。

引当金算定の経緯および気象エネルギー総局（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年度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年度に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年度以降、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFが実施した廃炉費用の詳細な調査により裏付けられ、その調査結果は、コンサルタントのLa Guardiaが特に米国の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、裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の動向および経験フィードバックに照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この際に、EDFの最良の見積りおよびフランス内外の経験フィードバックを織り込むため、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額が、ダンピエール調査で得られた費用に基づいて再評価された。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（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。DGEC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フィードバック、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから難しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFによる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た。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年度にEDFは、同社に伝えられたDGECが委託した監査による勧告、および第1世代の原子炉の解体作業（特にショーA）から得た経験フィードバックを反映させるため、廃炉に関する見積りを改訂した。

見積りの改訂作業においては、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する詳細な分析が実施された。これにより、発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく計算が実現した。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実施された。2021年度には、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フィードバックを反映するため、最初の900MWユニットに関する参考費用も更新された。

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、以下に説明するとおりである。

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二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。監視コスト、共用機材コストおよび用地の安全な作業状態の維持コストが通常これに該当する。

相互効果によって、同一用地の2基一組の原子炉の解体に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の解体の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。

シリーズ効果および相互効果は、これらの効果を見積もった現在の稼働中のPWR発電所の見積りと比較して、解体費用をそれぞれ9%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、ひと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）およびひとつの用地により多くのユニットがある場合（相互効果）に大きく、900MWシリーズではその組み合わせの効果（シリーズ効果および相互効果）は16%を上回る。

シリーズ効果および相互効果は特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均解体費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

逆に、これらの見積りは生産性の変化および学習効果を非常に限界的にしか反映していない。DGECにより委託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、この選択肢が見積りの慎重性をもたらすと判断された。

慎重性の観点から、見積りにはリスクおよび不確実性の評価も以下のように含まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用、計画、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用に係る不確実性の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能であるが、偶発的な）実施リスクに相当するリスクの算入。2023年度末以降、これらのリスクの財務的影響は、以前実施されていた一定率の増加を通じた評価の代わりに、計画への影響（特にフェッセンハイム・プロジェクトのリスク登録簿の応用にに基づく。）を取り入れて特定されたリスクの登録簿の評価に基づいている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法により、現在稼働中のPWR発電所全体としてのマージンは約19.4%（フェッセンハイムの参考見積りでは34.1%）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が、重要な年次調整は生じていない。

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の違いまたは国や規制の状況）の特定と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を裏付けている。

2023年度の進展

2023年度に、主に以下の手法の変更およびフェッセンハイムの経験フィードバックの内容を踏まえて、見積りの年次レビューが行われた。

- ・ 調査およびエンジニアリングの必要性の評価、解体に必要な既存設備の老朽化リスクの初期検討、ならびに閉鎖された発電所の廃炉プロジェクトの大半について2022年度にすでに実施された日程リスクの評価のための分析手法の実施の最終化に関する、手法の変更（閉鎖された発電所の廃炉引当金および放射性廃棄物長期管理引当金にも適用される。）。
- ・ フェッセンハイムの解体前準備作業の経験フィードバックを受けて、900MWシリーズについて、対のユニットで解体を開始するという仮定（以前はユニットごとに独立した開始という仮定であったのに対して）の考慮。
- ・ フェッセンハイムの用地の費用に係る最新の見直しなどを参考として考慮した不動産費用（施設の新設部分の通常の稼働および保守を賄う。）の更新。
- ・ 他の解体中の発電所について用いられる評価手法を適用した、PWR発電所に関して（以前はリスクの一括評価であったのに対し）特定されたリスク登録簿の考慮（特にフェッセンハイム・プロジェクトのリスク登録簿の応用を基盤とする。）。
- ・ 稼働中の発電所の過去データに基づく、業務購入費用に関する外挿係数（転移および相互）の更新。

この年次レビューの上記の要素は全体として、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に重要な影響を及ぼさなかった。

2024年度の進展

現在稼働中の原子力発電所56基の廃炉に関する見積りについて年次レビューが行われたが、引当金に重要な影響はなかった。

異なる費用項目に関して行われた見積りに基づき、フェッセンハイムのユニット1基の廃炉完了のための費用見積りは（2024年のユーロで）約6.7億ユーロであるのに対して、全PWR発電所のユニット1基当たりの平均費用は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4.2億ユーロである。

フラマンヴィル3については、2024年5月に実施された原子炉の核燃料装荷の後、EDFは（ASNの承認を得て）2024年9月3日に原子炉の初稼働を実施し、連鎖反応プロセスを開始した。この初稼働に伴い、当グループの連結財務諸表において、フラマンヴィル3に関する廃炉引当金235百万ユーロが計上された。この算定は、最初の900MWユニットに関する参考費用をフラマンヴィル3（稼働期間は60年を予定）の構造に合わせて応用したものに基いている。

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、ピュジェ、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年度末に、特に「水中」解体から以下を含む「空中」解体への切替えを伴う、UNGG原子炉の解体に関する業界戦略の詳細な見直しが行われた。同戦略には以下が含まれる。

- ・ 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

この戦略の下で原子炉ケースソンの解体作業（用地の廃棄物除去および復元の段階を含む。）は、各原子炉に応じて、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2022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」開始するよう求めた。

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。

また、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、専門会社のコンソーシアムがこれを実施した。この監査は2020年12月から2021年7月まで行われた。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「残るいくつかの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。

2023年度の進展

2023年度には、永久に閉鎖された原子力発電所の見積りの年次レビューにおいては、特に調査およびエンジニアリングのニーズの評価手法の変化、解体に必要な既存設備（例えばハンドリングおよび吊上げ設備）の老朽化リスクの把握、ならびに、2022年度にすでに大半の実施中解体プロジェクトに対して行われた日程リスクおよび不確実性の分析評価手法の適用の一般化が考慮された。これらの一連の最新の要素により、引当金は182百万ユーロ増加した。

また、不動産費用（施設の非工業部分の通常の稼働および保守を賄う。）に関連して、これらの費用見積りの更新により、閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金が41百万ユーロ増加した。

2024年度の進展

2024年度は、手法に関する作業において、以下の2つの分野横断的な問題が掘り下げられた。

- ・ 危険物質（アスベスト、鉛等）の処理。用地におけるアスベストおよび鉛の在庫を統合し、危険物質リスクの管理を強化するとともに、これらの危険物質管理に係る追加費用および計画への潜在的な影響を評価することを目的として、複数年行動計画が開始された。これにより、引当金が229百万ユーロ増加した（アスベスト含有塗料に関する最近の規制の変更がフェッセンハイムにもたらす影響を考慮するための70百万ユーロを含む。）。現在稼働中の発電所に関するアスベスト含有塗料については、最近いくつかの含有検出があったが、アスベストが局所的に、特定の設備に限定されて含まれているのか（その場合、大きな追加費用なしでそれに合わせた処理を施すことができ

る。）、あるいはフェッセンハイムの一部の建屋設備の塗料と同様、拡散されて含まれているのかを断定することはできない。これらの設備の特性評価には、より多くの診断が必要である。この点に関して、情報システムで入手可能な情報を収集し、特性評価プログラムを策定するための行動計画が2025年度以降に予定されている。同プログラムは、解体の範囲を決定する大型塗装部品を優先的に対象とし、その後、他の電気機械設備に拡大される。この特性評価プログラムでは、現在稼働中の発電所の保守プログラムおよび診断士の実行能力が考慮に入れられる。

- ・ 老朽化への対応。2023年度に最もリスクの高いシステムについて実施された作業に続いて、詳細調査が実施された。同調査は、サン・ローランAシステムの分析に基づき、閉鎖された全拠点に関する推定を引き出して実施され、これにより引当金が108百万ユーロ増加した。

2024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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当額 (現在価値)
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	334	294
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム(1)	1,161	971
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュジェ、サン・ローン、シノン	6,348	3,258
重水炉-プレニリス	444	381
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	690	604
(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燃料貯蔵施設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。

- ・ プレニリスの費用は約2倍である（完了費用は原子炉1基当たり約11億ユーロ）。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76億ユーロ）。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23億ユーロ）。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1300MW 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。2022年度まで現場で問題が生じていた（公衆衛生危機の影響、ブリッジクレーンの使用不能）が、2023年度および2024年度に容器解体は大幅に前進し、容器内部の構造の切断に続くプールの排水、容器の撤去に先立つ一次回路配管の切断、原子炉のある洞窟のブリッジクレーンの改修などが行われた。容器解体作業の終了は、2027年度に予定されている。また、2022年9月7日にCNRSとの間で、洞窟をニュートリノの基礎研究のために再利用する事を目的とする協働契約が締結された。
- ・ 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、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。

2024年度末現在、解体準備作業の進捗は、暫定日程通りである。特に以下が実施された。

- すべての使用済燃料が用地から撤去され、ラアグに発送された。
- 両原子炉の一次回路の大規模な除染作業（フルシステム除染（FSD））が成功裡に行われ、2023年6月に終了した。
- 使用済の蒸気発生器（ユニット1および2の運転時に交換された蒸気発生器）の上部部品の処理がスウェーデンで実施され、これらの使用済蒸気発生器の下部部品のスウェーデンへの輸送において通過する予定の国（フランス、ベルギー、ドイツ、オランダ、スウェーデン）の安全当局の多国間合意を現在取得中である。
- タービンホール放射性廃棄物の切断・通過施設への再整備に向けた電気機械解体作業。

その取得によって解体フェーズが開始される解体作業を指示する命令については、いくつかの重要な段階が達成された。特に、2020年12月に発電所解体申請書が環境移行省およびASNに提出されたのに続いて、2023年6月22日にGP（常設グループ）が開かれ、公聴会（2024年3月25日～4月30日）を経て、調査委員会と地方長官庁が賛同意見を表明した。

現在のスケジュールでは、フェッセンハイムの施設の解体命令は2025年半ばに取得される見込みであり、解体に適用される一般運用規則に係るASNの承認を得た後、2026年初めの発効を予定している。

- ・ UNGG炉：1973年度から1994年度の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年度から2010年度の間に解体命令を受けた（シノンA1およびA2を除く。）。これらすべての原子炉の燃料除去と回路の排水は完了し、「原子炉ケーソン」周辺の従来型原子力建物の解体業務が進行中である。2020年度の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。受理可能性分析におけるMSNR（原子力安全放射線防護ミッション）からの要請に応え、EDFは2024年2月に更新された申請書一式を提出した。2026年3月に予定されている常設グループを視野に入れ、ASNおよびIRSN（放射線防護・原子力安全研究所）によるこれらの書類の検証が2024年11月25日に開始された。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2044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、その用地を安全な保管形態に移行（2040年度）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、シノンA2の同種初ユニットのケーソン解体に係る全面的な経験フィードバックが収集されるまでの、解体部分および原子炉ケーソンの80%を安全化することを目的とする。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として、用地内の施設（APEC）に向けた燃料除去、タービンホール解体、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、容器の蓋の開閉、摘出および切断が完了している。原子炉容器の遮蔽プラグの除去、SCOT（回転閉じ込め構造）の設置および自動化工場の稼働を経て、容器内部の切断が2024年度に開始された。2024年度末には、遮蔽サポート板（容器内部の最初の部分）が容器から除去され、切断されて、廃棄物パッケージに梱包された。2025年度第1四半期には、2つめの部分であるダイヤグリッド（容器内から撤去する最後の大型部品）が順次除去され、同じく切断される予定である。同時に、2024年度には炉心容器の蓋の解体が終了し、容器ピットおよび安全容器の解体作業が始まるなど、原子炉建屋内の作業が継続された。スーパーフェニックス原子炉の解体は、2034年度に終了することが計画されている。
- ・ 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、タービンホール、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。2023年9月26日に、ブレンニリス発電所は「完全解体」命令を受け、その発効に伴い、ASNが2024年6月に新しい一般運用規則を承認し、2024年11月には新しい排水および取水方法に関するASNの最新の許可が取得され、これにより原子炉群の解体、格納容器の取り壊しが可能となり、用地の復元は2041年度となる予定である。

15.1.1.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。これらは、以下のように見積られる。

- ・ 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）。2023年3月31日の決定により、国務院は当該引当金の損金算入が認められないことを確定した（注記21.1を参照）。

2023年度は、炉心核燃料引当金は使用済燃料処理業務のコストの更新を反映して、103百万ユーロ増加した。

2024年度は、炉心核燃料引当金にはフラマンヴィル3発電所の炉心核燃料に関連する22百万ユーロが含まれる。

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

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。

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。計算されたUFR（2%のインフレを考慮）は、2024年度は3.22%となっている。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。2024年末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2.3%から3.6%の範囲（2023年度末現在は2.2%から3%）、20年から50年の間の支出は3.4%から3.6%の範囲（2023年度末現在は3%から3.2%）、そして、50年より後の支出は3.22%（2023年度末現在は3.35%）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。

この計算に基づき、2024年度末現在のOAT債の金利のボラティリティの高さ（今後の低下が見込まれる。）、および2025年度の金利のボラティリティを踏まえ、2024年12月31日現在採用された割引率は4.5%（2023年12月31日現在は4.5%）、仮定したインフレ率は1.9%の（2023年12月31日現在は2.0%）、すなわち、2024年12月31日現在の実質割引率は2.6%（2023年12月31日現在は2.5%）である。

インフレ率の低下は、フランスにおけるインフレ予測の低下を反映している。UFR（最終的フォワード・レート）の基礎となるインフレ仮定に従って、引き続きECBの目標水準に相当する長期インフレ率2%が使用されている。

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。環境法第D594-4条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日付省令を改正）に基づいて、割引率は以下を下回らなくてはならない。

- ・ 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ベース・ポイントに相当する。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

現行の法令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2024年12月31日現在において2.72%（2023年12月31日現在は2.85%）である。

上記に記載した方法により算定した2024年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.6%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。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当額 (現在価値)	年度末の経済状況に基づく費用	引当額 (現在価値)
使用済燃料管理	24,849	16,211	18,998	12,657
-営業サイクルに関連しない金額	7,794	4,496	3,658	1,760
放射性廃棄物長期管理	40,405	14,156	38,467	13,205
核サイクル終了費用	65,254	30,367	57,465	25,862
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	25,154	13,510	23,335	13,002
閉鎖された原子力発電所の廃炉	9,313	5,711	8,832	5,417
炉心核燃料	5,167	2,995	4,668	2,720
廃炉および炉心核燃料費用	39,634	22,216	36,835	21,139
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金	-	52,583	-	47,001

原子力費用の支払累計額（年度末の経済状況に基づく）の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在		
	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定 (1)	合計
使用済燃料管理	12,589	12,260	24,849
-営業サイクルに関連しない金額	2,977	4,817	7,794
放射性廃棄物長期管理	6,548	33,857	40,405
核サイクル終了費用	19,137	46,117	65,254
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	623	24,531	25,154
閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,854	5,459	9,313
炉心核燃料	1,146	4,021	5,167
廃炉および炉心核燃料費用	5,623	34,011	39,634
(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24%および45%は放射性廃棄物長期管理引当金に 関係し、それぞれ37%および93%は廃炉引当金に關係する予定である。			

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。

2024年度について：

(単位：百万ユーロ)	引当額 (現在価値)	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	
		+20ベシス・ ポイント	-20ベシス・ ポイント	+20ベシス・ ポイント	-20ベシス・ ポイント
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	17,449	(314)	332	269	(285)
-放射性廃棄物長期管理	14,156	(712)	795	543	(613)
廃炉および炉心核燃料：					
-現在稼働中の原子力発電所の廃炉	13,510	(588)	621	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,711	(164)	175	164	(175)
-炉心核燃料	2,995	(97)	103	-	-
合計	53,821	(1,875)	2,026	976	(1,073)
専用資産で填補される金額	38,507	(1,636)	1,777	833	(924)

割引率が±10ベシス・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499/（523）百万ユーロを含め、（956）/993百万ユーロである。

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日付政令により、2023年11月22日政令により改定された環境法第D.594-1条以降の条項における専用資産に関する規制上の義務が体系化された。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。

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%超とま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、行政当局の認可を得た後、最長5年と定めた。

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、この戦略的配分いくつかの変更が加えられた。特に、2010年度にRTE株式（現在はCTEを通じて保有）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。

2024年6月28日の取締役会により承認された戦略的配分は、2018年6月29日の取締役会が承認した前回の配分に調整を加えるものであり、以下のとおり構成される。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の29%）。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41%）。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。
- ・ 確定利付資産（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、段階的に達成される予定である。

EDF Investは利回り資産を管理するが、非上場投資ファンドを通じて、専用資産内の成長資産および確定利付資産の一部も管理している。

2024年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産9,485百万ユーロを含む合計10,839百万ユーロの実現可能価額で評価されている。

利回り資産

利回り資産は、直接行われる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。

利回り資産は、特に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、Madrileña Red de Gas (MRG)、Aéroports de la Côte d'Azur、Fjord1、Orange Concessions、Optimus Tower、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、Clariane & Partenaires Immobilier、Issy Shift、92 France、LF Memphis、Nordic Logistics、Parcolog Invest、Encore+ Bergère）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 Fiber、Databankおよび英国の風力発電所に対する当グループの投資。

成長資産および確定利付資産

一部の成長および確定利付資産は、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。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2024年12月31日現在の資産価額は17,802百万ユーロである（2023年12月31日現在は14,579百万ユーロ）。これらのファンドは主に20本の上場ファンド総額16,341百万ユーロ（2023年12月31日現在は18本の上場ファンド総額13,298百万ユーロ）から成る。

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、当社は成長資産と確定利付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、確定利付資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドはEDF Investにより管理されている。

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・マネージャーの質の評価）を適用している。

15.1.2.3 2024年度の専用資産の変動

2024年度は、前年に続いて、特に米国の株式市場の好調な実績が特徴的であった。米国の経済成長は年間を通じて驚くべき力強さを発揮し、経済環境は、引き続きサービス全般および人工知能への投資に後押しされ、特に好調を維持した。米国の大統領選挙の結果は、インフレに悪影響を及ぼす可能性と、それによる連邦準備制度の金融政策の動きに対する不透明な見通しにもかかわらず、2024年度末の市場にプラスの影響を及ぼした（減税、規制緩和の期待）。それとは対照的に、欧州における経済成長は停滞が継続した。

2024年度の実績には米国と欧州の経済的相違が特に反映され、米国株が明らかなアウトパフォーマンスを見せた。その結果、米国株、テクノロジーセクターおよび一部の特定の銘柄（マグニフィセント・セブン）へのインデックスの集中度が高まった。

2024年度には、上場株式ポートフォリオは21.67%増加した。詳細を見ると、正味のパフォーマンス（ユーロ）は北米株式26.93%、欧州6.58%、日本19.78%、新興国15.08%に上った。

2024年度には、上場債券は4.30%増加した。同ポートフォリオは、金利感応度の戦術的な管理、および全体的に好調なクレジット運用成績の恩恵を受けた。ソブリン債ポートフォリオは2.48%、インフレ連動債券ポートフォリオは0.37%、ユーロ投資適格級クレジット・ポートフォリオは5.99%、短期ハイイールド債は5.02%の運用成績を記録した。

専用資産ポートフォリオ（投資ファンドおよび株式）の公正価値における+2,998百万ユーロの正の変動（2023年度は+2,220百万ユーロの正の変動）が、2024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+164百万ユーロの正の変動（2023年度は+431百万ユーロの正の変動）が、2024年度のOCIに認識された（注記18.1.2を参照）。

2024年度にEDF Investは、インフラ、不動産（物流、オフィス）、ならびにプライベートエクイティおよびプライベートデットの投資ファンドにおける少数持分の取得を通じて、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。

2024年度上半期に、EDF Investはスウェーデンにある物流倉庫（Nordic Logistic）の持分50%の取得、およびコンソーシアムとして、ノルウェーの電気フェリー運航会社Fjord1の持分40%の取得を完了した。2024年度下半期にEDF Investは、フランスにある物流倉庫ポートフォリオ、Parcolog Investの持分50%、パリ9区にオフィス資産を保有する不動産民事会社の株式の49%、およびオーストリアの通信タワー事業者OnTower（Optimus Towerに名称変更）の支配を取得したコンソーシアムの持分40.1%を取得した。

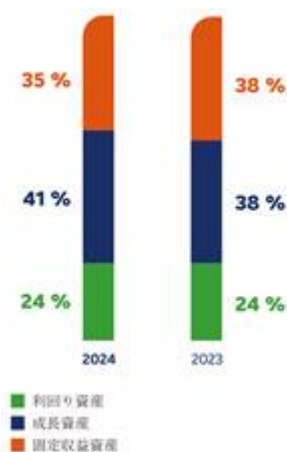
2024年度の専用資産からの引出額は、填補すべき長期原子力債務に関連する当該年度の支払額と同額の合計527百万ユーロ（2023年度465百万ユーロ）であった。

15.1.2.4 EDFの専用資産の評価

EDFの専用資産は以下の価額で当グループの連結財務諸表に含まれている。

(単位：百万ユーロ)	連結貸借対照表表示	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		帳簿価額	実現可能価額	帳簿価額	実現可能価額
利回り資産 (EDF Invest) (1)		6,877	9,485	6,196	8,657
関連会社 (CTEを含む。)	関連会社に対する投資(2)	4,534	7,135	3,834	6,287
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)	2,354	2,361	2,359	2,367
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(11)	(11)	3	3
成長資産		16,633	16,633	14,036	14,036
上場株式	負債証券	15,995	15,995	13,392	13,392
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	699	699	589	589
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(61)	(61)	55	55
確定利付資産		14,202	14,202	14,192	14,192
上場債券および譲渡性負債商品	負債証券	13,172	13,172	12,488	12,488
非上場ハイイールド債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	260	260	236	236
非上場優先債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	395	395	363	363
現金	負債証券	365	365	1,104	1,104
デリバティブ	デリバティブの公正価値	10	10	1	1
専用資産合計		37,712	40,320	34,424	36,885
(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を含む（注記12を参照）。上表に表示されたEDF Invest事業体の実現可能価額は、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2,235百万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。					

2024年度および2023年度における専用資産ポートフォリオの構成は以下のとおりである（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)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
使用済核燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	4,496	1,760
放射性廃棄物長期管理引当金	14,156	13,205
原子力発電所廃炉引当金	19,221	18,419
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	634	605
長期原子力債務の割引後原価	38,507	33,989
専用資産の実現可能価額	40,320	36,885
規制上の填補率	104.7 %	108.5 %

2024年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の104.7%が専用資産によって填補されていた。2024年12月31日現在、環境法に定める一部の投資の実現可能価額に課され得る規制上の上限は適用がなかった。

引当金填補率が100%を超えているため、2024年度には専用資産への配分義務はなく、当年度の配分はなかった。

2023年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の108.5%が専用資産によって填補されており、これらの実現可能価額に係る規制上の上限も適用がなかった。2023年度には配分は行われなかった。

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。

- ・ 債務は2024年12月31日現在、17,478百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- ・ 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解体債務の未払額、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は、資産に報告されている。

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2024年12月31日現在において16,142百万ユーロ（2023年12月31日現在は13,104百万ユーロ）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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023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	2024年 12月31日現在
使用核燃料管理引当金	1,238	16	(135)	65	59	22	1,265
廃棄物除去および調整	406	-	-	22	21	71	520
放射性廃棄物長期管理引当金	1,173	2	-	64	61	146	1,446
核サイクル終了引当金	2,817	18	(135)	151	141	239	3,231
原子力発電所廃炉引当金	10,277	-	(724)	554	538	2,233	12,878
炉心核燃料引当金	1,271	-	-	66	62	(30)	1,369
廃炉および炉心核燃料引当金	11,548	-	(724)	620	600	2,203	14,247
原子力発電関連引当金	14,365	18	(859)	771	741	2,442	17,478

「その他の変動」は、NLFおよび英国政府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、主に以下に起因する。

- ・ 2024年12月にNLA（非原子力負債保証チーム）が承認した統合計画25（IP25）において行われた3,440百万ユーロの費用見積りの更新。この更新は主に、セラフィールドの共同作業グループへの参加によるAGR発電所のサイクル終了時の費用（未契約負債と呼ばれる。）の増加、事前保守管理段階の期間に関する仮定の更新（ハンターストンB施設の実施計画に係る初期作業を受けて発生した。）を理由とするAGRの廃炉費用の増加、およびAGRの廃炉実行のための人員（常勤換算）ニーズ予測の更新、そしてインフレ圧力の結果生じた運営費、人件費および全社費用予測の増加が組み合わさったことに起因する。
- ・ 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30ベース・ポイント）による（825）百万ユーロの引当金の減少。
- ・ 2027年度に計画された（以前は2026年度を予定）ヘイシャム1号機およびハートルプールのAGR発電所閉鎖、ならびに、2030年度に計画された（以前は2028年度を予定）ヘイシャム2号機およびトーネスのAGR発電所閉鎖の新しい仮定（2024年12月に当グループが発表したとおり）による、核サイクル終了および廃炉引当金の（366）百万ユーロの減少。

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計画の一環として、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とおりである。

- ・ 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。2024年12月31日現在、対応する引当金は67百万ユーロである。
- ・ 「再編契約」締結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）。

さらに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、2024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。

毎年、EDF Energyの核サイクル終了および原子力発電所の廃炉に関する引当金算定の基礎となる費用見積りは、「統合計画」（IP）を通じて更新される。この統合計画は、NLA（非原子力負債保証チーム）の承認に付される。IP24およびIP25はそれぞれ、2023年12月および2024年12月にNLAの承認を受けた。

IP25の費用見積りは、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評価の基礎を成しており、発表されたAGR発電所の減価償却期間の延長およびサイズウェルBの減価償却期間の延長の想定を考慮に入れている。

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)	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用(1)	引当額 (現在価値)	年度末の経済状況に基づく費用(1)	引当額 (現在価値)
使用済燃料管理	4,173	1,265	3,790	1,238
廃棄物除去および調整	3,086	520	2,071	406
放射性廃棄物長期管理	7,780	1,446	5,784	1,173
核サイクル終了費用	15,039	3,231	11,645	2,817
(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く。				

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。

上述のとおり、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。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当額 (現在価値)	年度末の経済状況に基づく費用	引当額 (現在価値)
原子力発電所の廃炉費用	27,273	12,809	20,459	10,195

15.2.4 原子力発電関連引当金の割引

割引率の計算方法は、以下のとおりである。

- フランスにおける原子力引当金に準じて、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（0年から20年の英国債利回り曲線）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）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。

したがって、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適用された実質割引率は、2024年12月31日現在において3.4%（2023年12月31日現在は3.1%）である。

15.3 ベルギーの原子力引当金

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日現在	増加	減少	割引の影響	その他の 変動	2024年 12月31日現在
核サイクル終了引当金	364	10	-	5	-	379
廃炉および炉心核燃料引当金	596	1	(2)	15	(11)	599
原子力発電関連引当金	960	11	(2)	20	(11)	978

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。

- ・ 2024年12月31日現在において352百万ユーロの引当金（2023年12月31日現在は352百万ユーロ）。
- ・ Synatomに対する前払金に相当し、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）、2024年12月31日現在において354百万ユーロ（2023年12月31日現在は298百万ユーロ）。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対応している。

2023年12月31日現在、ベルギーの原子力引当金は、2023年12月13日にEngieとベルギー政府が締結した、核廃棄物に関連する義務全体（核廃棄物処理に関連する将来の費用のための一括金額の設定）ならびにティアンジュ 3 号機およびドエル 4 号機の原子炉の延長に関する最終契約がLuminusおよびEDF Belgiumに及ぼす影響を主に反映する367百万ユーロの増加を含んでいた。

2024年4月19日に、ベルギーの代議院は、ドエル 4 号機およびティアンジュ 3 号機の原子炉の延長を可能にする法案を可決した。この契約に関する欧州委員会の認可（現在調査中）が待たれている。

[次へ](#)

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規定に従って、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、特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および年金満額受給権を得るための要件に基づき決定された退職年齢。
- ・ 従業員の年功を参照する退職時の給与水準、予想昇進効果および年金水準の見込み動向に基づく退職時の予測給与水準。
- ・ 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寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 地理的地域および債務の期間に応じた割引率。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社債の市場利回りまたは該当する場合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期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。年度中に稼得した追加の受給権に対応する。
 - ＞ 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、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：
 - ＞ 雇用後給付および適用された割引率に対する制度資産の運用収益の超過分に関連する数理計算上の損益。
 - ＞ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

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得る場合もある。

IEGステータスの適用を受けるフランス企業

IEG（電力およびガス産業）に属する企業は、多数の従業員がIEGステータスの恩恵を受けるグループ会社である。これには、2023年9月1日より前に雇用された従業員に関するIEG特別年金制度などのステータスに基づく恩恵が含まれる。EDF、Enedis、Électricité de StrasbourgおよびEDF PEIが、これに該当する。

IEG特別年金制度に基づく債務

IEG特別制度の資金調達改革（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制度がその傘下にあ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の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ている。

この制度傘下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。

IEG年金制度に関連する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、IEGステータスの対象となる従業員の特別給付
- ・ IEGステータスの対象となる従業員が規制業務（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（同日より前に稼得した給付はCTA課税を財源とする）

年金制度改革に関する2023年4月14日付法律は、2023年9月1日以降に雇用されたIEGステータスの従業員について、一般年金制度（CNAV、AGIRC-ARRCO）への加入を規定している。したがって、これらの従業員については、年金制度の資金調達は一般年金制度の資金調達の規則に従うが、IEGステータスに関連したその他の給付（エネルギー現物給付、家族給付等）を引き続き受けることになる。

IEG特別制度および一般年金制度のIEGステータス年金受給者に対する社会的給付の維持に関連する債務

IEGステータスのすべての年金受給者は、その年金制度を問わず、以下を含むIEGステータスに関連する社会的給付を受ける。

- ・ 現物給付（エネルギー）：国家IEG職員規定第28条は、IEG特別制度と一般年金制度の年金受給者に対して、現IEGステータスの従業員と同様の現物給付受給権の付与を定めている。これにより、これらの年金受給者に対して、電力および天然ガスに関する優遇価格が認められている。EDFおよびEngieグループのIEGステータス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（主に限界生産コストおよび税金に依拠する）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差額も含まれている。1951年にEngieとの間で締結した契約にしたがって、EDFはEDFおよびEngieの現従業員および退職者全体に電力を供給しており、引き換えにEngieは、これらの人々にガスを供給している。これらの契約の

結果、EDFは両社間で行われるエネルギー交換の結果として発生するEDFのIEGステータスの従業員が支払うべき差額を負担（または受領）する。

- ・ 家族給付および学費補助：IEG特別制度および一般年金制度の年金受給者は、IEG身分従業員と同様の給付を受ける。
- ・ 忌引手当：これは、年金制度を問わず、退職したIEG身分年金受給者の死亡時に発生する費用への資金援助を目的とするものである（国家職員規定第24条第3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、葬儀費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の任意補償）。

IEGステータスの従業員の退職に関連する負債

IEGステータスのすべての従業員は、その年金制度を問わず、退職の際に以下の社会的給付を受ける。

- ・ 退職慰労金：これらは、年金制度を問わず、老齢年金の受給者になったIEGステータスの従業員、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て支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 退職前特別有給休暇：年金制度を問わず、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IEG身分従業員には、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。

特別年金制度に加入しているIEGステータスの従業員がさらされる負荷の高い業務の認定に関連する債務

規則では、IEG特別年金制度に加入するIEGステータスの従業員を対象に、負荷の高い業務の基準に該当する場合の早期退職の条件が定められている。2009年1月1日より前に雇用された従業員は、年金算定の際に被保険者期間が加算される。2009年1月1日以降に雇用された従業員は、定年前退職の時間貯蓄（CEJR）内に確保した休暇の付与を受ける。

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日付で廃止され、「マイ・リタイアメント・プラン」と称する確定拠出型の制度に置換えられた。旧制度の下で廃止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、廃止された制度は「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)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
従業員給付引当金－流動部分	778	665
従業員給付引当金－非流動部分	17,284	15,895
従業員給付引当金	18,062	16,560

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
2023年12月31日現在債務	26,187	6,913	822	33,922
2024年度純費用	1,500	294	65	1,859
数理計算上の損益	1,252	(1,145)	(5)	102
従業員による拠出	-	1	1	2
給付支払額	(1,190)	(317)	(45)	(1,552)
換算調整	-	308	-	308
連結範囲の変更	-	-	51	51
その他の変動	-	-	-	-
2024年12月31日現在債務	27,749	6,054	889	34,692
(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2023年12月31日現在制度資産	(10,001)	(7,033)	(470)	(17,504)
2024年度純費用	(332)	(319)	(17)	(668)
数理計算上の損益	(191)	846	(33)	622
制度への拠出	-	(72)	(34)	(106)
従業員による拠出	-	4	(1)	3
給付支払額	431	317	14	762
換算調整	-	(322)	-	(322)
連結範囲の変更	-	-	-	-
その他の変動	-	-	28	28
2024年12月31日現在制度資産	(10,093)	(6,579)	(513)	(17,185)
(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2023年12月31日現在従業員給付純負債(2)	16,186	(120)	352	16,418
2024年度純費用	1,168	(25)	48	1,191
数理計算上の損益	1,061	(299)	(38)	724
制度への拠出	-	(72)	(34)	(106)
従業員による拠出	-	5	-	5
給付支払額	(759)	-	(31)	(790)
換算調整	-	(14)	-	(14)
連結範囲の変更	-	-	51	51
その他の変動	-	-	28	28
2024年12月31日現在従業員給付純負債	17,656	(525)	376	17,507
うち、従業員給付引当金				18,062
うち、非流動金融資産				(555)

(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) 2023年12月31日現在の従業員給付純負債は、従業員給付引当金16,560百万ユーロおよび非流動金融資産（142）百万ユーロから成り、すなわち16,418百万ユーロの純負債である。

債務に係る数理計算上の損益

2024年度の債務に係る数理計算上の損益は102百万ユーロであり、以下を含んでいる。

- ・ 以下の結果であるフランスにおける1,252百万ユーロ
 - ＞ 実績による調整の変動1,694百万ユーロ
 - ＞ インフレ率の変動(446)百万ユーロ
- ・ 英国における(1,145)百万ユーロ。基本的に割引率およびインフレ率の変動((1,015)百万ユーロ)、人口統計上の仮定((14)百万ユーロ)および実績による調整((116)百万ユーロ)に関連する(注記16.1.3を参照)。

2023年度の債務に係る数理計算上の損益は(9)百万ユーロであり、以下を含んでいた。

- ・ 以下の結果であるフランスにおける(509)百万ユーロ
 - ＞ 割引率の変動2,037百万ユーロ
 - ＞ インフレ率の変動(1,165)百万ユーロ
 - ＞ 実績による調整の変動(1,382)百万ユーロ
- ・ 英国における470百万ユーロ。基本的に割引率およびインフレ率の変動(306百万ユーロ)、人口統計上の仮定((119)百万ユーロ)および実績による調整(284百万ユーロ)に関連する(注記16.1.3を参照)。

2024年度の制度資産に係る数理計算上の損益

2024年度の制度資産に係る数理計算上の損益は622百万ユーロとなり、これにより引当金が増加した。これは主に、2024年度の金利上昇により制度資産(主に債券)の運用収益が割引率を下回ったことに起因する英国における846百万ユーロの変動、および特に好調な株式市場を背景として運用収益が割引率を1.8%上回ったことに起因するフランスにおける191百万ユーロの減少の結果である。

2024年12月31日現在の純負債

2024年12月31日現在の純負債は17,507百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- ・ フランスにおける17,656百万ユーロ
- ・ 英国における(525)百万ユーロ。EDF EnergyによるEDFG年金制度の積立超過額合計540百万ユーロ(2023年12月31日現在は134百万ユーロ)の認識に関連したこの積立超過額の増加は主に、英国のソブリン利回りが2023年度末水準と比較して上昇したことに起因しており、超過額は貸借対照表の資産の部の「非流動金融資産」に認識されている。

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。

(単位：%)	フランス		英国	
	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
割引率／資産の運用収益率 ⁽¹⁾	3.40 %	3.40 %	5.55 %	4.50 %
インフレ率	1.90 %	2.00 %	2.95 %	2.90 %
昇給率 ⁽²⁾	2.90 %	3.10 %	2.85 %	2.75 %
(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、当該期間の社債の範囲が限られていることから、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2024年12月31日現在の名目割引率を3.40%に設定している(2023年12月31日現在と比較して安定)。

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、2024年12月31日現在、1.90%(2023年12月31日現在は2.00%)である。

2024年以降に適用される賃金法は、業界内において近年観察された平均昇給率(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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在	
	フランス	英国
割引率の25ベース・ポイント増減の影響	(1,128)/1,210	(226)/236
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	1,176/(1,100)	180/(191)
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	1,176/(1,105)	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費用の地域別内訳

(単位：百万ユーロ)	2024年度			
	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(475)	(14)	(37)	(526)
過去勤務費用	-	31	-	31
数理計算上の損益－長期給付	(138)	-	1	(137)
営業費用として計上された純費用	(613)	17	(36)	(632)
利息費用（割引の影響）	(887)	(311)	(29)	(1,227)
制度資産の運用収益	332	319	17	668
金融損益に含まれた純利息費用	(555)	8	(12)	(559)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,168)	25	(48)	(1,191)
数理計算上の損益－雇用後給付	(1,252)	1,145	5	(102)
制度資産に係る数理計算上の損益	191	(846)	33	(622)
数理計算上の損益	(1,061)	299	38	(724)
換算調整	-	14	-	14
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(1,061)	313	38	(710)
(単位：百万ユーロ)	2023年度			
	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(402)	(16)	(18)	(436)
過去勤務費用	(338)	92	(5)	(251)
数理計算上の損益－長期給付	(102)	-	-	(102)
営業費用として計上された純費用	(842)	76	(23)	(789)
利息費用（割引の影響）	(1,008)	(298)	(31)	(1,337)
制度資産の運用収益	357	336	15	708
金融損益に含まれた純利息費用	(651)	38	(16)	(629)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,493)	114	(39)	(1,418)
数理計算上の損益－雇用後給付	509	(470)	(30)	9
制度資産に係る数理計算上の損益	652	(259)	11	404
数理計算上の損益	1,161	(729)	(19)	413
換算調整	-	19	(6)	13
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	1,161	(710)	(25)	426

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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
実績による調整	(1,848)	1,308
人口統計上の仮定の変更	-	-
財務上の仮定の変更 ⁽¹⁾	458	(901)
債務に係る数理計算上の損益	(1,390)	407
うち、雇用後給付に係る数理計算上の損益	(1,252)	509
うち、長期給付に係る数理計算上の損益	(138)	(102)
(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（発電と供給および規制業務）

「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」（注記4.1を参照）の2つの事業セグメントは、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従業員としてのステータスの恩恵を受ける。

16.2.1 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
現職従業員	13,078	12,673
退職者	14,671	13,514
債務合計	27,749	26,187

16.2.2 性質別の従業員給付引当金

2024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
年金	20,190	(9,432) ⁽¹⁾	10,758
現物給付（エネルギー）	3,864	-	3,864
退職慰労金	794	(645)	149
その他	1,381	(16)	1,365
2024年12月31日現在の雇用後給付引当金	26,229	(10,093)	16,136
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,270	-	1,270
長期勤続報奨	225	-	225
その他	25	-	25
2024年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,520	-	1,520
2024年12月31日現在の従業員給付引当金	27,749	(10,093)	17,656
(1) 主にEDF SAの制度資産（2024年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は52%であった）。			

2023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
年金	19,667	(9,367) (1)	10,300
現物給付（エネルギー）	2,968	-	2,968
退職慰労金	781	(619)	162
その他	1,311	(15)	1,296
2023年12月31日現在の雇用後給付引当金	24,727	(10,001)	14,726
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,214	-	1,214
長期勤続報奨	221	-	221
その他	25	-	25
2023年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,460	-	1,460
2023年12月31日現在の従業員給付引当金	26,187	(10,001)	16,186
(1) 主にEDF SAの制度資産（2023年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は52%であった）。			

16.2.3 制度資産

フランスに関しては、資産／負債モデルに基づき管理されている制度資産は、退職慰労金および特別年金制度の特定給付の填補に割り当てられている。制度資産は、2024年12月31日現在、10,093百万ユーロ（2023年12月31日現在は10,001百万ユーロ）である。

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とおりである。

- ・ 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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
制度資産	10,093	10,001
特別年金給付向け資産	9,432	9,367
内訳（%）		
上場負債性金融商品（債券）	65 %	67 %
上場資本性金融商品（株式）	33 %	31 %
不動産	2 %	2 %
退職慰労金向け資産	645	619
内訳（%）		
上場負債性金融商品（債券）	58 %	59 %
上場資本性金融商品（株式）	42 %	41 %
その他の制度資産	16	15

2024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とおりである。

- ・ 合計の約72%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約28%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約60%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。

2024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とおりである。

- ・ 合計の約70%は北米会社の株式
- ・ 合計の約13%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約17%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2023年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

フランスにおける年金制度資産の2024年度の運用成績は5.2%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・フローは以下のとおりである。

(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 現在価値
1年未満	1,232	1,212
1～5年	4,903	4,422
5～10年	6,095	4,680
10年超	49,257	17,435
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	61,487	27,749

2024年12月31日現在、フランスの従業員給付債務の平均期間は16.7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)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
現職従業員	2,328	2,916
退職者	3,726	3,997
債務合計	6,054	6,913

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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
制度資産	6,579	7,033
内訳 (%)		
上場資本性金融商品 (株式)	9 %	5 %
上場負債性金融商品 (債券)	92 %	91 %
不動産	5 %	9 %
現金および現金同等物	1 %	4 %
その他 (未公開株式を含む) (1)	-8 %	-9 %
(1) 上場商品に係るヘッジ・デリバティブ商品の公正価値を含む。		

2024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とおりである。

- ・ 合計の約84%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約16%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約77%が主に英国が発行したソブリン債である。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・フローは以下のとおりである。

(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	引当金の現在価値
1年未満	298	303
1～5年	1,271	1,090
5～10年	1,793	1,212
10年超	10,995	3,449
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	14,357	6,054

2024年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は16年である。

注記17 その他の引当金

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
		非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
その他の施設廃止引当金	17.1	2,147	147	2,294	1,943	116	2,059
その他の引当金	17.2	3,875	2,547	6,422	2,935	3,175	6,110
その他の引当金合計		6,022	2,694	8,716	4,878	3,291	8,169

17.1 その他の施設廃止引当金

会社別のその他の施設廃止引当金の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日現在	2023年 12月31日現在
EDF	1,133	1,017
EDF Energy	40	48
Edison	132	127
Framatome	449	430
その他	540	437
合計	2,294	2,059

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。2024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154百万ユーロ（Framatomeにつき110百万ユーロ、Cyclife Franceにつき44百万ユーロ）が含まれている。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114百万ユーロ、Cyclife Franceは66百万ユーロであり、規制上の填補率は、Framatomeが[§]102%、Cyclife Franceが[§]149%であった。

17.2 その他の引当金

その他の引当金の変動は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日現在	増加	減少		範囲の変更	その他 変動	2024年 12月31日現在
			使用	戻入			
子会社および投資関連 リスク引当金	638	6	(7)	-	-	169	806
税金負債引当金 (法人所得税を除く)	30	13	(4)	(1)	-	3	41
訴訟引当金	233	86	(93)	(15)	(109)	121	223
不利な契約に係る引当金	676	75	(182)	-	16	24	609
環境計画関連引当金	1,707	2,062	(2,122)	-	-	53	1,700
その他のリスクおよび損失引 当金	2,826	1,267	(935)	(77)	53	(91)	3,043
合計	6,110	3,509	(3,343)	(93)	(40)	279	6,422

不利な契約に係る引当金

不利な契約に係る引当金は、主に当グループのLNG業務（Dunkerque LNGとの長期再ガス化契約）に起因している。このような契約に関連する損失は、契約履行に係る費用とその結果である経済的便益（市場および販売の仮定に基づく）を比較して測定される。

FramatomeおよびArabelle Solutionsの長期契約は、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まだ認識されていない損失部分に関して、純損益に直ちに計上され、引当金が設定される。

環境計画関連引当金

環境計画関連引当金には、温室効果ガス排出量取引、再生可能エネルギー証書および該当する場合には省エネ証書に関する引当金が含まれている（注記5.5.4および20を参照）。

2024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1,392百万ユーロ（2023年度1,176百万ユーロ）の引当金が認識された。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。

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。

2024年12月31日現在の排出量は11.1百万トン（2023年度は13.5百万トン）であり、2024年12月31日現在、309百万ユーロ（2023年12月31日現在531百万ユーロ）が引当金に計上されている。

2024年度に当グループは、EU-ETSの下で、2023年度に発生した排出に関して13百万トンを提出した（2023年度は2022年度に発生した排出に関して18百万トンを提出した）。

英国は独自の取引制度（英国ETS一排出量引制度）を有している。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、会計処理も類似している。

2024年度において、EDF Energyは証書の対象となる二酸化炭素を排出せず（2023年度は4,000トン）、したがって2024年12月31日現在、引当金を計上していない（2023年12月31日現在は0.4百万ユーロの引当金を計上していた）。

その他のリスクおよび損失引当金

1989年にEnimontに提供された産業用地に関して2023年7月31日にEdisonとENIが締結した契約を受け、2023年12月31日現在、430百万ユーロの引当金が設定されていた。実施済みまたは今後数年間でENIと共に実施予定の活動の新たな技術的および法的評価を踏まえ、2024年12月31日現在、587百万ユーロの追加引当金が認識された（注記21.3を参照）。2023年12月31日以前にENIが負担した費用に関連して、Edisonの負担分は545百万ユーロである。Edisonはすでに、2024年12月に245百万ユーロをENIに対して支払った。2024年12月31日現在、負債に組み替えられた残高は、2025年度および2026年度に均等に支払われる予定である。2024年12月31日現在、今後実施する事業の将来費用に対して認識された引当金は、416百万ユーロである。

その他のリスクおよび損失引当金はまた、事業に関係する多様なリスクおよび費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、事業再編成、約定保守義務等）を対象としている。個別の引当金には重要性はない。

非常に稀な状況では、情報開示によって当グループが著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟について財務諸表注記で言及しないことが認められる。

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、ならびに現金および現金同等物が含まれる。

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よる。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、新たな条件が大幅に異なる場合には、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

金融資産は、その契約上の特性および事業モデルに応じて処理される。

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に直接計上される。これは、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）。
- ・ 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成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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	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	6,459	15,304	21,763	5,894	18,014	23,908
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	302	5	307	268	30	298
純損益を通じて公正価値で測定する商品	28,613	1,939	30,552	25,629	1,845	27,474
負債証券または持分証券	35,374	17,248	52,622	31,791	19,889	51,680
トレーディング・デリバティブー正の公正価値	-	4,915	4,915	-	14,519	14,519
ヘッジ目的デリバティブー正の公正価値 ⁽¹⁾	4,109	1,892	6,001	3,512	2,654	6,166
貸付金および金融債権 ⁽²⁾	16,468	2,684	19,152	13,024	2,380	15,404
流動および非流動金融資産	55,951	26,739	82,690	48,327	39,442	87,769
(1) 2024年度は、負債をヘッジするデリバティブ3,937百万ユーロを含む。						
(2) 2024年12月31日現在（653）百万ユーロの減損を含む（2023年12月31日現在（353）百万ユーロ）。						

トレーディング・デリバティブの正の公正価値の減少（（96）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減少によるものであり、主に2024年度に観察されたコモディティ市場の価格変動に関連している。

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管理されている。

- フランスの環境法第L.594条に従い、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成る金融資産である。流動性の高い資産に含まれるEDFの金銭投資ファンドは、2024年12月31日現在で1,430百万ユーロ（2023年12月31日現在で1,369百万ユーロ）である。

負債証券および持分証券の詳細は以下の表のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	リサイクルを伴う OCIを通じて 公正価値で 測定するもの	リサイクルを 伴わないOCIを 通じて公正価値で 測定するもの	純損益を通じて 公正価値で 測定するもの	合計	合計
EDFの専用資産	5,566	-	27,557	33,123	30,410
流動性の高い資産	16,132	-	1,867	17,999	20,077
その他の資産 ⁽¹⁾	65	307	1,128	1,500	1,193
合計	21,763	307	30,552	52,622	51,680

(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)	2023年 12月31日現在	純減少	公正価値の 変動	範囲の変更	換算調整	その他変動	2024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	23,908	(2,594)	362	-	111	(24)	21,763
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	298	57	8	1	-	(57)	307
純損益を通じて公正価値で測定する商品	27,474	(400)	3,420	(11)	9	60	30,552
負債証券および持分証券	51,680	(2,937)	3,790	(10)	120	(21)	52,622

自己資本に計上された公正価値の変動

期中の負債証券および持分証券の公正価値の変動は、以下のように自己資本（EDF持分）に計上された。

(単位：百万ユーロ)	2024年度			2023年度		
	リサイクルを伴う OCIを通じて 測定するものに 計上された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	リサイクルを 伴わないOCIを 通じて測定する ものに計上 された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	純損益に 振替られた 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 振替られた 公正価値の 変動総額 ⁽²⁾
EDFの専用資産	6	-	(158)	319	-	(112)
流動性の高い資産	290	-	(85)	525	-	(14)
その他の資産	-	8	-	-	46	-
負債証券および持分証券 ⁽³⁾	296	8	(243)	844	46	(126)

(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。

2024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（純損益への組替前）は、主にEDFに関係している（専用資産分164百万ユーロを含む539百万ユーロ）（2023年度は専用資産分431百万ユーロを含む970百万ユーロ）。

2024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)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
NLF向け債権	16,142	13,104
その他の貸付金および金融債権	3,010	2,300
貸付金および金融債権	19,152	15,404

2024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。

- 2024年12月31日現在総額16,142百万ユーロ（2023年12月31日現在総額13,104百万ユーロ）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2024年12月31日現在525百万ユーロ（2023年12月31日現在120百万ユーロ）（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2024年12月31日現在354百万ユーロ（2023年12月31日現在298百万ユーロ。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、持分法適用会社に提供した貸付金2024年12月31日現在814百万ユーロ（2023年12月31日現在903百万ユーロ）。主に英国（NnG洋上風力発電所の464百万ユーロ、（248）百万ユーロの減損を含む）、フランス（プロヴァンス・グラン・ラルジュ洋上風力発電所の55百万ユーロ、（35）百万ユーロの減損を含む）および北米の風力発電所に関連する。

貸付金および金融債権の変動

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日現在	純変動	割引の影響	範囲の変更	換算調整	その他変動	2024年 12月31日現在
貸付金および金融債権	15,404	16	700	(177)	710	2,499	19,152

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)	2024年12月31日	2023年12月31日
	現在	現在
現金	6,354	8,861
現金同等物	1,243	1,914
現金および現金同等物	7,597	10,775

現金の制約

2024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437百万ユーロを含む（2023年12月31日現在は369百万ユーロ）（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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023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	68,871	12,931	81,802	67,769	18,878	86,647
トレーディング・デリバティブ-負の公正価値	-	4,315	4,315	-	14,418	14,418
ヘッジ・デリバティブ-負の公正価値 ⁽¹⁾	2,225	1,642	3,867	1,955	4,807	6,762
金融負債	71,096	18,888	89,984	69,724	38,103	107,827

(1) 2024年度は、純金融負債に含まれる負債をヘッジするデリバティブ2,065百万ユーロを含む(注記19.2を参照)。

トレーディング・デリバティブの負の公正価値の減少（（101）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低下によるものであり、主に2024年度に観察されたコモディティ市場の価格低下に関連している。

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)	社債	金融機関からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債	未収利息	合計
2023年12月31日現在残高	49,083	18,313	13,447	4,318	1,486	86,647
増加	6,672	7,279	1,434	846	289	16,520
減少	(2,904)	(12,977)	(10,073)	(770)	(100)	(26,824)
換算調整	447	(35)	94	30	(7)	529
連結範囲の変更	49	146	15	(62)	17	165
公正価値の変動	770	78	23	-	-	871
その他の変動	(1)	(27)	3,885	59	(22)	3,894
2024年12月31日現在残高	54,116	12,777	8,825	4,421	1,663	81,802

2024年度にEDFは、さまざまな市場で6,672百万ユーロ相当の**社債**の発行を開始した。主な発行は以下のとおりである。

- ・ 2024年4月15日に、3つのトランシェから成る優先債1,852百万ユーロ（2,050百万米ドル）（2024年4月16日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2024年5月13日に、2つのトランシェから成る優先債506百万ユーロ（750百万カナダドル）（2024年5月14日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2024年6月11日に、3つのトランシェから成る優先グリーンボンド3,000百万ユーロ（2024年6月11日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2024年8月21日に、2つのトランシェから成る優先グリーンボンド329百万ユーロ（310百万スイスフラン）（2024年8月21日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2024年10月31日に、1つのトランシェから成る優先債589百万ユーロ（500百万英ポンド）（2024年10月31日付の当グループのプレスリリースを参照）。

金融機関からの借入金に関して2024年度に実施された主な取引は、与信枠の引出し6,982百万ユーロ（欧州投資銀行からの借入を除く4,950百万ユーロおよび1,650百万米ドルを含む）およびその一部返済（12,599）百万ユーロ（欧州投資銀行からの借入を除く12,414百万ユーロを含む）に関連している。

2024年12月31日現在、**その他の金融負債**には、譲渡可能負債証券2,918百万ユーロ、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565百万ユーロが含まれている。これらの取引は、流動性管理の一環として実施され、金融負債純額には影響を及ぼさない。

当グループは当期、永久劣後債合計3,031百万ユーロを償還（2014年度発行の1,500百万ユーロのうち539百万ユーロを1月に償還、2018年度発行の1,250百万ユーロを7月に全額償還、2014年度発行の1,000百万ユーロのうち504百万ユーロを9月に償還、2013年度発行の1,250百万ポンドのうち738百万ユーロを9月に償還）した。償還に先立ち、自己資本に含まれていたこれらの債券は、その他の金融負債に組み替えられ、「その他の変動」に表示されている。

さらに、当グループは2024年9月10日に、2013年1月25日に発行された額面1,250百万ユーロの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、2025年1月29日に償還が行われた。2024年12月31日現在、自己資本に含まれていた1,250百万ユーロは、その他の金融負債に組み替えられ、「その他の変動」に表示されている（注記14.3を参照）。

キャッシュ・フロー計算書に表示された借入債務の発行および返済の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	社債	金融機関からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債	ヘッジ・デリバティブ の終了	2024年 12月31日現在
借入債務の発行	6,672	7,279	1,434	-	-	15,385
借入債務の返済	(2,904)	(12,977)	(10,073)	(770)	160	(26,564)

18.3.2.2 当グループの主要な借入

2024年12月31日現在、当グループの主要な借入のうち発行日に650百万ユーロ相当を超えるものは、以下のとおりである（グリーンボンドを除く）。

借入の種類（単位：百万通貨単位）	発行日月/年(1)	満期月/年	発行金額	通貨	利率
ユーロMTN	11/2010	11/2025	750	EUR	4.00 %
社債	10/2022	12/2026	750	EUR	3.88 %
社債	01/2017	01/2027	107,900	JPY	1.09 %
ユーロMTN	03/2012	03/2027	1,000	EUR	4.13 %
社債	05/2023	05/2028	1,000	USD	5.70 %
社債	09/2018	09/2028	1,800	USD	4.50 %
社債	04/2024	04/2029	650	USD	5.65 %
社債	10/2022	10/2029	1,000	EUR	4.38 %
ユーロMTN	04/2010	04/2030	1,500	EUR	4.63 %
ユーロMTN	10/2018	10/2030	1,000	EUR	2.00 %
ユーロMTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5.88 %
ユーロMTN	01/2023	01/2032	1,000	EUR	4.25 %
ユーロMTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5.63 %
社債	05/2023	05/2033	1,000	USD	6.25 %
社債	04/2024	04/2034	650	USD	5.95 %
ユーロMTN	06/2009	06/2034	1,500	GBP	6.13 %
ユーロMTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1.88 %
社債	09/2018	09/2038	650	USD	4.88 %
社債	01/2009	01/2039	1,750	USD	6.95 %
社債	01/2010	01/2040	850	USD	5.60 %
ユーロMTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4.50 %
ユーロMTN	10/2011	10/2041	1,250	GBP	5.50 %
ユーロMTN	01/2023	01/2043	1,000	EUR	4.63 %
社債	01/2014	01/2044	1,000	USD	4.88 %
社債	10/2015	10/2045	1,500	USD	4.75 %
社債	10/2015	10/2045	1,150	USD	4.95 %
社債	09/2018	09/2048	1,300	USD	5.00 %
ユーロMTN	12/2019	12/2049	1,250	EUR	2.00 %
ユーロMTN	09/2010	09/2050	1,000	GBP	5.13 %
社債	05/2023	05/2053	1,000	USD	6.90 %
ユーロMTN	10/2016	10/2056	2,164	USD	4.99 %
社債	04/2024	04/2064	750	USD	6.00 %
ユーロMTN	11/2019	12/2069	2,000	USD	4.50 %
社債	01/2014	01/2114	700	USD	6.00 %
社債	01/2014	01/2114	1,350	GBP	6.00 %
(1) 資金受領日。					

2024年12月31日現在、グリーンボンド（注記20.3.1を参照）は以下のとおりである。

グリーンボンド借入の種類 (単位：百万通貨単位)	発行日月/年(1)	満期月/年	発行金額	通貨	利率
社債	10/2015	10/2025	1,250	USD	3.63 %
ユーロMTN	10/2016	10/2026	1,750	EUR	1.00 %
ユーロMTN	12/2023	06/2027	1,000	EUR	3.75 %
ユーロMTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2.30 %
社債	01/2017	01/2029	19,600	JPY	1.28 %
ユーロMTN	09/2024	09/2029	155	CHF	1.57 %
ユーロMTN	06/2024	06/2031	1,000	EUR	4.13 %
ユーロMTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2.55 %
社債	01/2017	01/2032	6,400	JPY	1.57 %
ユーロMTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1.74 %
ユーロMTN	11/2021	11/2033	1,850	EUR	1.00 %
社債	10/2022	10/2034	1,250	EUR	4.75 %
ユーロMTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4.38 %
ユーロMTN	06/2024	06/2044	1,250	EUR	4.75 %
(1) 資金受領日。					

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)	社債	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	1,920	1,367	7,624	726	1,294	12,931
1年～5年	11,466	9,184	456	2,208	40	23,354
5年超	40,730	2,226	745	1,487	329	45,517
借入金およびその他の金融負債 2024年12月31日現在	54,116	12,777	8,825	4,421	1,663	81,802

割引前リース負債の期日は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
割引前約定キャッシュ・フロー	5,026	816	2,434	1,776	5,089

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。

2024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	債務構成比 (%)	金額	金額	債務構成比 (%)
ユーロ	43,009	53 %	22,327	65,336	80 %
米ドル	22,841	27 %	(21,543)	1,298	2 %
英ポンド	10,580	13 %	1,843	12,423	15 %
その他	5,372	7 %	(2,627)	2,745	3 %
借入金およびその他の金融負債	81,802	100 %	-	81,802	100 %

2023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	債務構成比 (%)	金額	金額	債務構成比 (%)
ユーロ	51,346	59 %	12,811	64,157	74 %
米ドル	20,860	24 %	(16,634)	4,226	5 %
英ポンド	9,849	12 %	5,989	15,838	18 %
その他	4,592	5 %	(2,166)	2,426	3 %
借入金およびその他の金融負債	86,647	100 %	-	86,647	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。

2024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	債務構成比 (%)	金額	金額	債務構成比 (%)
固定金利	68,605	84 %	(25,766)	42,839	52 %
変動金利	13,197	16 %	25,766	38,963	48 %
借入金およびその他の金融負債	81,802	100 %	-	81,802	100 %

2023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	債務構成比 (%)	金額	金額	債務構成比 (%)
固定金利	67,531	78 %	(16,197)	51,334	59 %
変動金利	19,116	22 %	16,197	35,313	41 %
借入金およびその他の金融負債	86,647	100 %	-	86,647	100 %

当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

主に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。しかしながら、これらの契約に記載される条項は持分法適用会社にも関係するため、当グループの財務諸表における基礎となる負債の流動または非流動への分類に影響を及ぼすことはない。

また、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2,647百万ユーロの11本の借入に、借手の信用格付が特定の水準を下回った場合には、一定の条件の下、借入条件を変更することを定めた条項が含まれている。

2024年度には、グループ企業が借入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

2024年12月31日現在、当グループは複数の銀行との間に、総額14,315百万ユーロ（2023年12月31日現在15,842百万ユーロ）の未使用与信枠を有している。この総額には、2024年12月31日現在未使用であるESG基準に連動する与信枠11,688百万ユーロが含まれる（2023年12月31日現在は11,175百万ユーロ）。

これらの与信枠の減少は主に、銀行プールがEdisonに付与した10億ユーロの与信枠の解消、およびEDFにおいてさまざまな銀行の与信枠合計22億ユーロが満期を迎えたことに関連しており、新たな与信枠合計14億ユーロの設定により部分的に相殺されている。

さらに、2024年11月29日にEDFは、満期5年（1年を期間として2回更新可能）のシンジケート与信枠60億ユーロの契約を締結した。その費用は、ローンマーケット協会のサステナビリティ・リンク・ローン原則に則って、当グループの持続可能な開発に係る以下の3つのパフォーマンス指標に連動する。

- ・ 温室効果ガスの直接排出量
- ・ 回避された二酸化炭素排出量
- ・ 当グループの上級経営陣に占める女性の割合

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
確認与信枠	14,315	3,050	11,240	25	15,842

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、以下のとおりである。

- ・ 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。

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、および公正価値で評価される不動産またはインフラ資産投資会社への投資である。

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とおりである。

2024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	2,765	2,765	21	452	2,292
負債証券	49,857	49,857	7,230	42,494	133
ヘッジ・デリバティブ	6,001	6,001	25	5,973	3
トレーディング・デリバティブ	4,915	4,915	122	4,200	593
現金同等物	1,243	1,243	62	1,181	-
公正価値で評価される金融資産	64,781	64,781	7,460	54,300	3,021
NLF向け債権	16,142	16,142	-	16,142	-
その他の貸付金および金融債権	3,010	3,010	-	3,010	-
償却原価で計上される金融資産	19,152	19,152	-	19,152	-
ヘッジ・デリバティブ	3,867	3,867	21	3,846	-
トレーディング・デリバティブ	4,315	4,315	93	3,718	504
公正価値で評価される金融負債	8,182	8,182	114	7,564	504
借入金およびその他の金融負債	81,802	78,793	-	78,793	-
償却原価で計上される金融負債	81,802	78,793	-	78,793	-

2023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	2,527	2,527	-	2,020	507
負債証券	49,153	49,153	6,599	42,400	154
ヘッジ・デリバティブ	6,166	6,166	14	6,152	-
トレーディング・デリバティブ	14,519	14,519	477	11,851	2,191
現金同等物	1,914	1,914	61	1,853	-
公正価値で評価される金融資産	74,279	74,279	7,151	64,276	2,852
NLF向け債権	13,104	13,104	-	13,104	-
その他の貸付金および金融債権	2,300	2,300	-	2,300	-
償却原価で計上される金融資産	15,404	15,404	-	15,404	-
ヘッジ・デリバティブ	6,762	6,762	37	6,725	-
トレーディング・デリバティブ	14,418	14,418	487	12,921	1,010
公正価値で評価される金融負債	21,180	21,180	524	19,646	1,010
借入金およびその他の金融負債	86,647	84,736	-	84,736	-
償却原価で計上される金融負債	86,647	84,736	-	84,736	-

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、2024年度の一括登録書類のセクション5.1.7「市場リスクの管理とコントロール」（訳注：原文の記載）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、したがって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・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクルされるかまたは、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る。このリサイクルは、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」を通じて行われる。

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合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性金融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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	6,001	6,166
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(3,867)	(6,762)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,134	(596)
トレーディング・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	4,915	14,519
トレーディング・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(4,315)	(14,418)
トレーディング・デリバティブの公正価値		600	101

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、以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
ヘッジ・デリバティブー金利リスク	18.7.2	489	997
ヘッジ・デリバティブー外国為替リスク	18.7.3	1,851	795
ヘッジ・デリバティブーコモディティ・リスク	18.7.4	(206)	(2,388)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,134	(596)
トレーディング・デリバティブー金利リスク	18.7.2	(129)	(4)
トレーディング・デリバティブー外国為替リスク	18.7.3	133	(72)
トレーディング・デリバティブーコモディティ・リスク	18.7.4	596	177
トレーディング・デリバティブの公正価値		600	101

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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
借入金および負債の公正価値ヘッジ		(552)	(1,006)
借入金および負債のキャッシュ・フロー・ヘッジ		2,424	2,385
小計	19.2	1,872	1,379
コモディティ契約の公正価値ヘッジ		(35)	220
コモディティ契約のキャッシュ・フロー・ヘッジ		111	(2,478)
小計		76	(2,258)
在外純投資ヘッジ		272	191
専用資産の公正価値ヘッジ		(74)	57
流動性の高い資産の公正価値ヘッジ	19.2	(12)	35
ヘッジ・デリバティブの公正価値		2,134	(596)

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・スワップである。これらのデリバティブの公正価値の変動は、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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在想定元本				2023年12月31日 現在想定元本	公正価値	
	1年未満	1年～5年	5年超	合計	合計	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
キャップの買い	6	225	27	258	61	5	7
フロアの売り	-	200	-	200	-	-	-
金利取引	6	425	27	458	61	5	7
固定金利支払／変動金利受取	1,573	5,083	8,216	14,872	13,380	1,274	1,448
変動金利支払／固定金利受取	2,068	7,314	24,745	34,127	24,759	(1,388)	(1,176)
変動金利支払／変動金利受取	-	7,054	3,530	10,584	3,680	201	79
固定金利支払／固定金利受取	144	5,586	6,182	11,912	10,828	397	639
金利スワップ	3,785	25,037	42,673	71,495	52,647	484	990
金利デリバティブヘッジ目的	3,791	25,462	42,700	71,953	52,708	489	997
オプションの買い	-	-	-	-	520	29	(11)
金利スワップ	705	821	9,218	10,744	2,384	(158)	7
金利デリバティブトレーディング目的	705	821	9,218	10,744	2,904	(129)	(4)

金利／為替のクロス・カレンシー・スワップの公正価値は、金利の影響のみを考慮する。

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を参照）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とおりである。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。

2024年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在受取想定元本				2024年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1年～5年	5年超	合計	1年未満	1年～5年	5年超	合計	2024年 12月31日 現在
為替予約取引	2,068	477	-	2,545	2,024	467	-	2,491	44
スワップ	35,375	19,152	17,294	71,821	34,922	18,500	16,193	69,615	1,807
オプション	1	-	-	1	1	-	-	1	-
通貨デリバティブ－ヘッジ目的	37,444	19,629	17,294	74,367	36,947	18,967	16,193	72,107	1,851
為替予約取引	4,642	1,210	104	5,956	4,593	1,209	99	5,901	60
スワップ	19,242	2,674	4,447	26,363	19,269	2,781	4,308	26,358	26
オプション	48	-	-	48	48	-	-	48	-
組込通貨デリバティブ	82	195	-	277	62	148	-	210	47
通貨デリバティブ－トレーディング目的	24,014	4,079	4,551	32,644	23,972	4,138	4,407	32,517	133

2023年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2023年12月31日現在受取想定元本				2023年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1年～5年	5年超	合計	1年未満	1年～5年	5年超	合計	2023年 12月31日 現在
為替予約取引	4,644	639	-	5,283	4,641	629	-	5,270	10
スワップ	32,046	11,920	15,030	58,996	31,773	11,792	14,665	58,230	785
オプション	3,371	-	-	3,371	3,426	-	-	3,426	-
通貨デリバティブ－ヘッジ目的	40,061	12,559	15,030	67,650	39,840	12,421	14,665	66,926	795
為替予約取引	5,854	3,310	-	9,164	5,815	3,275	-	9,090	54
スワップ	21,767	4,666	2,012	28,445	21,879	4,697	2,018	28,594	(126)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-
通貨デリバティブ－トレーディング目的	27,621	7,976	2,012	37,609	27,694	7,972	2,018	37,684	(72)

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、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出証書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、電力およびガス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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2024年12月31日現在					2023年12月31日現在	
		想定元本純額				公正価値	想定元本純額	公正価値
		1年未満	1年～5年	5年超	合計			
電力	TWh	(5)	(29)	-	(34)	(499)	17	(1,745)
ガス	百万サーム	929	357	-	1,286	309	650	(636)
石油製品	千バレル	2,422	-	-	2,422	(30)	6,645	-
CO ₂	千トン	2,921	365	-	3,286	14	2,362	(7)
コモディティ・デリバティブヘッジ目的						(206)		(2,388)

2024年12月31日現在のヘッジに使用されたコモディティ・デリバティブの負の公正価値（（2）億ユーロ）は、主に2024年度のコモディティ価格のボラティリティの低下を受けて、電力およびガスのヘッジ手段についての市場価格／契約上の行使価格のスプレッドが縮小したことによる。

主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれるトレーディング目的のコモディティ・デリバティブの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2024年12月31日現在		2023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	(50)	267	(18)	1,213
ガス	百万サーム	(2,886)	376	(3,623)	(1,071)
石油製品	千バレル	(6,666)	4	3,380	(73)
CO ₂	千トン	(3,985)	8	(4,429)	21
石炭他	百万トン	-	(59)	(1)	87
コモディティ・デリバティブトレーディング目的			596		177

18.7.5 ヘッジ・デリバティブが包括利益に与える影響

グループの自己資本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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度			2023年度		
	自己資本に 計上された 公正価値の 変動総額(1)	純損益に 振替られた 公正価値の 変動総額 - リサイクル (2)	純損益に 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)	純損益に 振替られた 公正価値の 変動総額 - リサイクル (2)	純損益に 振替られた 公正価値の 変動総額 - 非有効部分
金利ヘッジ (3)	117	-	(2)	(202)	-	6
為替ヘッジ	254	605	(5)	(1,069)	(335)	12
在外純投資ヘッジ	(666)	-	-	(107)	-	-
コモディティ・ヘッジ	1,462	(1,051)	(76)	4,833	(3,066)	(8)
ヘッジ・デリバティブ(4)	1,167	(446)	(83)	3,455	(3,401)	10
(1) グループの自己資本の増加/(減少)						
(2) グループの純利益の増加/(減少)						
(3) 2024年12月31日に現在の自己資本に計上された公正価値の変動総額は、金利スワップおよびクロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベース・スプレッドに起因するヘッジコストの公正価値の変動+133百万ユーロを含む。これらの公正価値の変動は、損益計算書の総金融負債に係る費用に含まれる「財務活動に係る支払利息」を通じて純損益に振り替えられる（注記8.1を参照）。						
(4) 関連会社および共同支配企業を除く。						

2024年度におけるグループの自己資本に計上されたヘッジ手段の公正価値の変動総額は、リサイクルの影響を含めて+1,613百万ユーロ（2023年度は+6,856百万ユーロ）である。

2024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（666）百万ユーロ（2023年度（107）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+2,146百万ユーロ（2023年度+7,089百万ユーロ）、ならびに2024年度の金利スワップおよびクロス・カレンシー・スワップに係る外貨ベース・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+133百万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。

2024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（1,051）百万ユーロであり、以下から構成される。

- ・ フランス一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（908）百万ユーロ
- ・ フランス一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（183）百万ユーロ
- ・ その他のヘッジ契約+40百万ユーロ

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。

2024年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象外 残高	IAS第32号による相殺後残高			一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)		
			認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品	金融担保の 公正価値	純額
デリバティブの公正価値－ 資産	10,917	466	14,623	(4,172)	10,451	(1,715)	(1,849)	6,887
デリバティブの公正価値－ 負債	(8,180)	(42)	(12,310)	4,172	(8,138)	1,715	317	(6,106)

2023年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象外 残高	IAS第32号による相殺後残高			一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)		
			認識総額 (相殺前)	IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額	金融商品	金融担保の 公正価値	純額
デリバティブの公正価値－ 資産	20,685	9,618	17,835	(6,768)	11,067	(1,504)	(2,718)	6,845
デリバティブの公正価値－ 負債	(21,180)	(8,554)	(19,394)	6,768	(12,626)	1,504	3,974	(7,148)

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とおりである。

19.1 非経常項目を除く純利益

2024年12月31日現在の非経常項目を除く純利益は15,233百万ユーロであり、2023年度と比較して3,248百万ユーロ減少した。

非経常項目を除く純利益は、純利益から、非経常項目、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）を除いたものに相当する。

以下の表は、当グループ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。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度				2023年度
		総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益	EDFの純利益
純利益					11,406	10,016
負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動		(3,094)	798	7	(2,289)	(1,653)
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	(443)	129	-	(314)	(263)
減損		3,289	(401)	(122)	2,766	8,250
－のれん、有形固定資産および無形資産の減損 ⁽¹⁾	10.7	1,835	(392)	(123)	1,320	8,019
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損および 引当金 ⁽²⁾	12.3	1,454	(9)	1	1,446	231
その他の項目		4,834	(1,158)	(12)	3,664	2,131
－その他の営業収益および営業費用	7	4,834	(1,158)	(12)	3,664	2,120
非経常項目を除く純利益					15,233	18,481
(1) 2024年12月31日現在、減損には特にヒンクリー・ポイントCに関連する資産の減損（1,116）百万ユーロおよびNUWARD関連する資産の減損合計（228）百万ユーロが含まれる。2023年度は、減損には主として、EDF Energyの減損（12,871）百万ユーロが含まれていた。						
(2) 関連会社および共同支配会社に対する投資および債権ならびに関連する引当金に関する減損を含む。2024年12月31日現在、これには、AtlanticShores Offshore Windプロジェクト（934百万ユーロ）、英国のNeart na Gaoithe (NnG)プロジェクト（248百万ユーロ）、専用資産（118百万ユーロ）が含まれる。2023年度における減損は主に、専用資産（86百万ユーロ）、中国の福州火力発電所（79百万ユーロ）、英国のNeart na Gaoithe (NnG)プロジェクト（54百万ユーロ）、メキシコの風力発電所（16百万ユーロ）に関連していた。						

19.2 純負債額

当グループの純負債額は、2024年12月31日現在54,346百万ユーロ（2023年12月31日現在54,381百万ユーロ）である。

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成る、当初の満期が3か月を超え、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

純負債額の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
借入金およびその他の金融負債	18.3.2	81,802	86,647
負債をヘッジするデリバティブ	18.7.1	(1,872)	(1,379)
現金および現金同等物	18.2	(7,597)	(10,775)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	18.1.2	(17,999)	(20,077)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	18.7.1	12	(35)
純負債額		54,346	54,381

注記20 財務諸表における持続可能性に関する課題

導入と背景

EDFの存在意義である「**電力と革新的ソリューションおよびサービスをもってCO₂ニュートラルなエネルギーの未来を築き、地球の保全、幸福、開発を調和させること**」は、4つの重要な課題に基づいており、これらは、合わせて取り組むことにより、エネルギー移行における当グループの行動が公正かつ包摂的に実施されることを確実にするという目的を持つものである。詳細については、当グループのウェブサイトに掲載された「公正で包摂的なエネルギー移行、戦略から行動へ」を参照のこと¹。EDFグループのCSR目標は、「Ambitions 2035」戦略計画およびその存在意義と一貫性を保っている。EDFは、明日の低炭素電力システムを構築し、プラネタリー・バウンダリー内に留まり、そして公正な移行のために行動することに注力している。

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、当グループの最高ガバナンス機関において管理および監視される（2024年度一括登録書類のセクション3.5.2「ガバナンスおよび行動規範の方針」（訳者注：原文の書類）を参照）。

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目標達成に貢献する持続可能なファイナンスの出現を促進する欧州戦略の一環である。この規則は、2022年2月2日に公表された原子力およびガス事業に特化した委任法により補完された。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、投資および営業支出の比率）は、2023年度一括登録書類のセクション3.7.4「欧州タクソノミ」（訳者注：原文の書類）に記載されている。

タクソノミに追加して、欧州連合は2022年1月にCSRD規制（企業サステナビリティ報告指令）を採択した。同規定は2023年12月にフランス国内法化されており、2024年12月31日終了年度より当グループに適用されている。この規制は、サステナビリティ・ステートメントの品質および比較可能性の向上を目的とし、企業が公表する環境および社会情報を構造化している。EDFグループは、2024年度一括登録書類（第3章）において、最初のサステナビリティ・ステートメントを公表する。CSRDはNFRDの後継であり、財務の側面と財務を超えた側面を結びつける統合管理の動きに同調するものである。

当グループの財務諸表は、以下に要約する持続可能性に関する課題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・売却戦略の実行、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・社会問題に対応するために発生した特定の支出、または当グループの従業員ならびに経営および統治責任者による持続可能性の問題の取り組み、ならびに当グループの資産および負債の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、各国に導入された温室効果ガス排出証書、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課題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」	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（使用済核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10.7「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各国の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14.3「永久劣後債」 注記18.4「未使用与信枠」	当グループは、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など、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。
低炭素投資および持続可能性に関する課題に資する支出―注記20.4、20.5、20.6および20.7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、環境目的のない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。

¹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/transition-juste>

20.1 規制上の費用

20.1.1 温室効果ガス排出量取引制度

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（SEQUE-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ことを目的とする。

全EU加盟国で適用されるこの措置は、排出量の上限を定めるものであり、EDFを含む企業はこの上限を超えない排出量割当てを受け取るか購入する。その翌年度に、企業は、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証書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年気候およびエネルギーに関する行動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。

また、包括法案Fit for 55に基づいて、欧州委員会は2023年4月に、EU-ETSの対象となる部門のCO₂排出量削減目標を2030年までに少なくとも62%引き上げる法令を採択した。この新たな規則はまた、ETSの対象となる各企業が自動的に獲得する排出枠の削減も導入する。

当グループは、2017年度から2022年度にかけて、CO₂の直接排出量を50%削減したのに続き、2025年度、2030年度および2035年度についての新たな目標を定め、電力構成の脱炭素化に向けた野心的な短中期的軌道を設定した（当グループの2023年11月28日付プレスリリースを参照）。

- ・ 2025年度以降、スコープ1の排出量を2017年度排出量比で60%削減
- ・ 2030年度に、スコープ1排出量の70%削減および炭素集約度30 gCO₂/kWh
- ・ 2035年度に、スコープ1排出量の80%削減および炭素集約度22 gCO₂/kWh

EDFグループ内でこの欧州の措置の適用対象となる企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。

2024年12月31日現在の排出量は11.1百万トン（2023年度13.5百万トン）であった。

実際の温室効果ガス排出量は、2024年12月31日現在309百万ユーロ（2023年12月31日現在531百万ユーロ）であり、引当金に含まれている。

2024年度に当グループは、EU-ETSの下で、2023年度に発生した排出に関して13百万トンを出した（2023年度は2022年度に発生した排出に関して18百万トンを出した）。

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、会計処理も類似している。

2024年度にはEDF Energyは、割当量の対象となる二酸化炭素を排出せず（2023年度4,000トン）、結果として2024年12月31日現在、引当金を計上していない（2023年12月31日現在0.4百万ユーロが引当金に計上されていた）。

二酸化炭素割当量の会計処理

温室効果ガスに係る規制上の要件に従うために必要な排出証明書は、無形資産に計上される。

各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。この引当金は、現物ないし先物市場で取得された証書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、排出証書を国に提出する際に戻し入れられる。

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。

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な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仕組みには、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（フランスおよびイタリアで現行のケース）。
- ・ 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（英国およびベルギーで現行のケース）。

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）。

2024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、主にEDF Energy（英国）およびLuminus（ベルギー）によって1,392百万ユーロ（2023年度1,176百万ユーロ）の引当金が認識された。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）。

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「温室効果ガス排出証書－グリーン証書」として認識される。

また、証書の提出義務を具体化するための引当金も設定される。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規制の下でさまざまな法的措置を通じたエネルギー消費管理プロセスに取り組んでいる。

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。関連期間末に義務対象参加者には、義務付けられた省エネ額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事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。

2022年1月1日に開始し、2025年12月31日に終了する制度第五期は特に、義務の大幅な引き上げ、および住宅の大規模な改修についてなどの2024年1月1日以降の一連の重要な規制変更を特徴としている。2024年度において、第六期の方法に関する行政との協議が継続された。

EDFグループにとって、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、2024年度には324,000件超の住宅の改修が完了した）、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、棚卸資産に計上される。こうして形成された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。

獲得した省エネ証書量が、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。当該引当金は、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、または該当する場合は、省エネ証書のうち、当社が取得または購入できないと判断する分のペナルティの費用に相当する。

20.2 資産および負債の評価

20.2.1 環境問題関連引当金

環境課題に関連する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（使用済核燃料および放射性廃棄物管理）引当金、発電所廃炉引当金および炉心核燃料引当金から構成されている。債務は各国の法規制ならびに関係する技術および業界のシナリオに応じて大きく変動する可能性がある。これらの引当金の詳細は、注記15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証書、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2024年12月31日現在で合計1,700百万ユーロ（2023年12月31日現在1,707百万ユーロ）であった（注記17.2を参照）。

注記21.3に詳細を記載する環境訴訟に関連する偶発債務も存在する。これらの訴訟には、2002年のEdisonによるAusimont社（ビュッシ用地）のSolvayへの売却や1989年のEnimontの産業用地のENIへの売却を原因とするものがある。

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10.7に記載したとおり、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。ここでは、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2030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に考慮されている。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発電の脱炭素化、および各用途の電化を通じたより全般的な経済の脱炭素化を可能にするものである。

したがって、2024年12月末現在の減損テストに含まれる二酸化炭素価格は、2030年に関して1トン当たり130ユーロ、2040年に関して1トン当たり170ユーロ、2050年に関して1トン当たり210ユーロ（いずれも2023年のユーロ）である。

当グループは、火力（ガス火力、石油火力）発電所の資産の管理・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で行っている。2024年12月31日現在の関係資産の正味帳簿価額は49億ユーロ（2023年12月31日現在52億ユーロ）であり、このうちフランスの資産は28億ユーロ、イタリアの資産は14億ユーロである（2023年12月31日現在、フランスで32億ユーロ、イタリアで14億ユーロ）。これらの資産の運転期間は、排出量削減および各国規制に関する当グループの現時点のコミットメントを考慮に入れている。

フランス本土では、2024年12月31日現在の正味帳簿価額15億ユーロ（2023年12月31日現在16億ユーロ）のEDFの火力発電所群（CCGT、CT）による発電量が、2024年度のEDFの総発電量の約0.65%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。

石炭火力発電所の操業の終了を予定する複数年エネルギー計画を受けて、コルドメ発電所の操業停止が遅くとも2026年度に予定されており（国により課された延期）、その正味帳簿価額は1億ユーロである。

EDFは、天然ガスCCGT発電所（プレノ、マルティエグ、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。特にブシャン発電所は、平均で1kWh当たり約360の二酸化炭素を排出している。これらの発電所は正味帳簿価額10億ユーロであり、運転期間は2036年度から2041年度末にかけて終了する。

フランスにおいて、**島部地域**では、発電は現在主に、2024年12月31日現在正味帳簿価額が13億ユーロの石油火力発電所（2023年12月31日現在の正味帳簿価額16億ユーロ）、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。EDFは2023年10月4日に、同社が担う島部地域にある火力発電所を化石エネルギー源の代わりにバイオ液体燃料を使用した発電に転換することにより、これらの地域全体の発電を2033年度までに脱炭素化することを発表した（2023年12月4日にレユニオンのポール・エスト発電所を液体バイオマスに転換し、当グループは2025年度下半期にオート＝コルス県のリュシアナ発電所の転換を予定している）。

ベルギーでは、Luminusが複数の発電所から構成された火力発電所群（コンバインドサイクルおよびオープンサイクル）を有している。CRM（容量報酬メカニズム）において選択された合計出力約870MWのタービン-ガス-蒸気（TGV）型のスランの新しいCCGT発電所は、2022年の秋より建設されており、2025年度下半期に運転開始が予定されている。

イタリアでは、Edisonの火力発電所は14基のコンバインドサイクル・ガス（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2023年に、マルゲーラ・レヴァンテの発電所において初の新世代CCG発電所（780MW）、および同じ技術を使用し環境への影響が抑えられた（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）プレゼンツァーノのグリーンフィールド発電所（760MW）の運転を開始した。発電所の正味帳簿価額は14億ユーロに上り、この2つの施設はその約65%を占め、予定される運転期間は25年間である。現在のところ、その他のCCG発電所の運転期間は2037年までに終了する。

20.3 サステナブル・ファイナンス

20.3.1 グリーンボンド

2013年度以降、当グループは164億ユーロ相当のグリーンボンドを発行し、2024年12月31日現在、そのうち122億ユーロが未償還である。グリーン・ファイナンスの枠組みは、欧州タクソノミの基準を遵守する適格投資プロジェクトを対象とする。グリーン・ファイナンスの枠組みは、2022年度に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。

2024年度にEDFは、配電網および既存原子力発電所、ならびに再生可能エネルギー・プロジェクトの資金調達のために複数のグリーンボンド5,082百万ユーロを発行しており、これには1,150百万ユーロと500百万ポンドの2つのハイブリッド債の発行が含まれる。

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（2023年度一括登録書類のセクション6.7（訳者注：原文の書類）を参照のこと）。この認証書はEDFのウェブサイト上のサステナブル・ファイナンス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、2028年に最初の償還日を迎える額面総額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。これは、欧州と英国における発電・配電資産の開発・保守に貢献する中小企業に対するEDFの投資支出である。

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年度以降、EDFは複数の大手国際銀行と合計62億ユーロの二者間グリーンローンを締結しており、そのうち52億ユーロが2024年度に締結された。その資金は、EDFのグリーンファイナンスの枠組みに定義されるとおり、フランスの既存の原子炉の運転期間延長に係る投資の資金再調達に使用される¹。

20.3.4 サステナビリティ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性に係る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）22件の与信枠を有している。

- ・ 36行以上の銀行との60億ユーロ満期5年（1年を期間として2回更新可能）のシンジケート与信枠。マージンは3つの環境KPIのパフォーマンスに基づいて調整される。この与信枠は、2024年11月に締結され、以前の40億ユーロおよび15億ユーロのシンジケート与信枠に置き換わるものである。
- ・ サステナビリティ基準に連動する21件の更新可能な二者間リボルビング与信枠。マージンは銀行と合意したさまざまな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。

2024年12月31日現在、未使用のサステナビリティ基準に連動するリボルビング与信枠（シンジケート与信枠を含む）は117億ユーロに相当し、EDFグループの未使用の与信枠の82%を占める（注記18.4を参照）。2024年度において、当グループは設定された指標を遵守している。

20.4 低炭素投資

2024年度において、当グループはその事業投資プログラムを継続した。投資額は264億ユーロであり（2023年度214億ユーロ）、無形資産および有形固定資産への総投資248億ユーロ（2023年度210億ユーロ）（注記4および10.6を参照）ならびに総金融投資16億ユーロ（2023年度4億ユーロ）を含んでいた。

2024年度には、当グループの投資の94%近く、すなわち248億ユーロが低炭素テクノロジーへの投資であり、その内訳は、64%が原子力セグメント、23%が電力網事業、11%が再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力）そして2%がエネルギー・サービスであった。これらの投資は、有形固定資産、無形資産および使用権（IFRS第16号リース）の総額増加を含んでおり、連結財務諸表上の企業結合（子会社の範囲に含めること）によるものを含めている。したがって、連結範囲からの除外の影響、当グループが持分法適用会社に行った金融投資、これらの会社が行った投資は含まれず、投資補助金について減額される。

また、2024年度には当グループの投資の59%、すなわち156億ユーロ（2023年度64%）が欧州グリーン・タクソノミと合致している。これには特に、欧州連合内の原子力事業（26%）、電力網事業（22%）、再生可能エネルギー発電施設（太陽光、風力、水力）（10%）への投資が含まれる。これらの指標は、タクソノミでは適格とされないが、当グループが低炭素と見なす事業（欧州連合外の原子力事業（英国におけるEDFの原子力事業）ならびにFramatomeおよびArabelle Solutionsの原子力発電所用設備の設計・建設・供給などの原子力発電事業に付随する事業）を含まないことに留意する必要がある。これらの制約を除くと、事業全体に関する当グループの投資が合致する割合は94%に上る。

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/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf>

20.5 持続可能性の課題に資する費用

会計原則および会計処理方法

環境に関連した費用とは、当グループの事業により発生した、または発生する可能性がある損害の防止、軽減または回復のために支出された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。

- ・ 将来の損害の防止もしくは軽減、または資源保護のために生じたものである場合には資産計上される（例えば、回遊魚の移動を容易にする構造物、排水処理設備等のための費用）。
- ・ 年度末現在で存在する債務に対応する費用であって、当該費用により報告日現在で資源の流出が発生する可能性が高いか確実である場合には、環境負債および環境リスク引当金の増加として計上される。
- ・ 環境問題、環境管理、環境税、廃水・廃ガスおよび非放射性廃棄物の処理、または、投資に関係しない調査を担当する部署の営業費用である場合には費用計上される。

環境に対して責任ある企業というEDFの目的を達成するために、当グループはすべての事業、従業員、業務およびプロジェクトを動員する。グループが識別した様々な環境問題に関する費用は、2024年度一括登録書類のセクション3に記載されている。関連する取組みの一部は以下のとおりである。

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担う。

2024年度は、EDFグループの研究開発費総額は752百万ユーロに上る。これは、EDF SAの研究開発費533百万ユーロならびに一部の子会社、主にFramatome、Arabelle Solutions、EDF EnergyおよびEdisonによる個別の研究開発から構成されている。

フランスでは、EDFの研究開発費の全額が、エネルギー・システムの脱炭素化および移行に充てられている。

研究開発費は、特にエネルギー効率、化石燃料に基づくエネルギーの代替としての電力利用、再生可能エネルギーおよびそれらの電力システムへの統合、エネルギーの生産および貯蔵、無炭化水素および経済の脱炭素化に向けたその応用、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削減等の環境問題の研究に向けられている。

電力貯蔵、電力パフォーマンス診断の向上、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に関する交流プラットフォーム、および原子力発電所の安全性向上に関する研究活動は、特に欧州連合からの公的助成金を受けている。

20.5.2 持続可能性の課題に資するその他の費用

生物多様性に資する取組み

EDFグループは、2006年度から専用の方針を通じて生物多様性のために尽力しており、現在その生物多様性に対する野心は、Entreprises engagées pour la nature（自然保護に取り組む企業）および「Act4nature international」の2つのイニシアチブへの取組みに表れている。これらの自発的な取組みには、生物多様性の主要な圧力要因（IPCCの生物多様性版に相当するIPBESにより特定されている）への寄与の削減、生物多様性を促進する空間や条件の再現、知識の強化・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。

これらの自発的な取組みに加えて、当グループは2014年度から2024年度の間に、EDF Hydroおよびその水力発電事業を通じて、フランス本土の生態学的に重要な場所（「水および水域環境に関する法律」において「リスト2」に分類）において、魚の回遊を促進するための70件近くの措置を実施し、これは累積総投資額126百万ユーロ（補助金を含み、すべての措置を対象とする）に相当する。具体的には、ダムを遡上するための設備（魚梯など）および川の堰の撤去である。

原子力発電所の適応

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計画を導入している。ADAPTプロジェクトは、施設の発電容量を左右する自然または社会経済のエコシステム全体の回復力を分析するための体系的アプローチの一環を成す。

このプロジェクトでは特に、気候変動の体系的かつ変化する性質を踏まえている。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施設の保護水準の向上
- ・ 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。

20.6 責任ある投資家としてのEDF

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や、炭素削減貢献を専門とし、炭素隔離や温室効果ガス排出量削減に関連したプロジェクトを開発する子会社Oklimaなど、子会社数社を設立している。

当グループの存在意義はまた、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（2024年12月31日現在の実現可能価額403億ユーロ）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。

2024年度には、特に、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／リターン調査に含まれるようになった気候シナリオの分析が、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）の勧告に従って実施された。さらに、検討された各気候シナリオについて、ポートフォリオの二酸化炭素排出量予測が行われた。

EDF Gestionに関しては、上場株式の二酸化炭素排出量はベンチマークに近く、上場社債の排出量は、ポートフォリオのアクティブ運用によりベンチマークを下回っている。

非上場専用資産については、EDF Investは、特にパートナーおよび直接保有資産の経営者に対して、カーボンレビューの導入、2050年までの「排出量ネットゼロ」目標およびその達成に向けた行動計画の策定、ならびに気候リスクのレビューの実施を推奨することで、環境、社会およびガバナンス（ESG）の課題を投資および投資管理の意思決定に可能な限り最適な形で統合することに取り組んでいる。

さらに、当グループのキャプティブ保険会社Wagramは、2024年に国連PSI（持続可能な保険原則）プログラムに加盟した。

20.7 当グループの経営および統治責任者ならびに従業員による持続可能性の課題に対する取り組み

経営および統治責任者の持続可能性目標に関連する報酬

財務およびCSRの両方に基づく総合的な業績を推進するというEDFの意志に従って、当グループの経営および統治幹部の年次変動報酬もまた、財務基準と非財務基準を統合しており、後者は最大21%を占める。これらは、気候に関する基準と社会基準から成る。

当グループの一部の経営および統治責任者の長期報酬（3年計画）もまた、財務基準だけでなく、非財務基準にも基づいている。これらの基準は現在、長期的な変動報酬の30%を占め、以前の20%から増加している。

車両の電化

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年度までの普通車の保有車両の完全電化に取り組んでいる。2024年度末現在、全世界で（主に欧州）48,000台を超える普通車の保有車両は、35.6%が既に電化されている（電気自動車は17,150台を超え、2023年度末から3,450台以上の増加）。EV100イニシアチブの署名は、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へのアクセスをもたらすことで、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。

2024年度について、車両電化の指標はEnedisの利益分配基準の9.6%を占める。2024年度から実施されているEDF SAの新たな利益分配契約において、EDF SAの普通車保有車両の電化率は、利益分配基準の7.5%を占めている。

注記21 偶発債務および資産

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、企業が必ずしも管理できない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。

偶発資産は、過去の事象から生じる潜在的な資産であって、企業が必ずしも管理できない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。

2024年12月31日現在の主な偶発債務および資産は以下のとおりである。

21.1 税務調査

EDF

フランスの税務当局は、2012年度から2021年度について、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。2024年7月5日付判決により、パリ行政控訴院は、第一審とすべての点において同一の判決を下し、争点となった引当金のうち一方についてEDFの立場を認めたが、他方については更正を支持した。この判決は、EDFが第一審の判決の執行において2022年度にすでに297百万ユーロを支払っていることから、EDFに財務上の影響を一切もたらさなかった。当社は、この判決のうち当社に不利な部分について上告した。一方、検察もまた、判決のうち当社に有利な部分について上告した。

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年度から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EDF Internationalは、判決の履行として当該税金を支払うと同時に、控訴をした。2022年1月25日の判決で、ヴェルサイユ行政控訴院は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、国務院は同行政控訴院の判決を覆し、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は以前に受領した全額を返済した。

2023年11月28日に、移送を受けた行政控訴院はEDF Internationalの新たな主張を棄却し、同社はこの判決に対して、2024年1月末に国務院に上告した。

21.2 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、一部の供給業者は、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、ARENH引渡しの全面的な停止または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部分の一時停止を求める申請を提出した。

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た。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Energie Grands ComptesおよびPriméo Energie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm Energy et Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesならびにEkwateurである。

これらの7件の訴訟のうち、4件は完全に終了し、Hydroption、TotalEnergiesおよびEkwateurの3件は現在係属中である。

Hydroptionの訴訟に関して、2021年4月13日にパリ商事裁判所は本案に係る判決を下し、EDFに対し、Hydroptionに5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。2021年10月15日、パリ控訴院は不可抗力の免責事由は立証されておらず、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、商事裁判所の判決を取り消した。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日に破産院に上告した。破産院は、2023年3月22日の判決により、手続き上の理由のみに基づいて、パリ控訴院の判決のすべての条項を破棄および無効とし、本案を控訴院に差し戻した。2024年6月24日の判決により、パリ控訴院は商業裁判所の判決を再度取り消し、Hydroptionの損害賠償請求を棄却した。2024年11月8日、清算人は破産院に上告した。

TotalEnergiesおよびEkwateurの訴訟では、パリ商事裁判所は2021年11月30日に本案に関する2つの判決を下し、EDFに対し、TotalEnergiesに53.9百万ユーロ、Ekwateurに1.8百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。EDFはこの2つの判決に対し控訴した。控訴院での口頭弁論が2025年3月20日に予定されている。

21.3 Edison

ENIとの環境に係る契約

2023年7月31日に、EdisonとENIの間で、1989年にEnimontに提供された産業用地に関する契約が締結された。同契約の目的は、i)ミラノ控訴院で係属中の訴訟を終了させ、将来発生し得る同様のケースおよび同様の問題に係る訴訟を防ぐこと。ii)これらの用地に関係する環境問題に関する相互の行動の枠組みについて合意し、過去の汚染に起因する環境問題を折半条件で解決することである。

この契約は、地域の再生活動、および前世紀に起きた産業化プロセスにより重大な影響を受けた当該用地のような場所の復元活動において、非常に重要な転換点となる。

同契約の締結を受けて、Edisonは2023年12月31日現在、430百万ユーロの引当金を設定していた。実施済みまたは今後数年間でENIと共に実施予定の活動の新たな技術的および法的評価を踏まえ、2024年度に587百万ユーロの追加引当金が認識された（注記17.2を参照）。将来費用の見積りが現在行われている。

2024年度にEdisonは同契約の履行を運営面で円滑にし、一般的に当グループの環境活動全般を調整することを担う会社としてEdison Regea S.r.l.を設立した。

マントヴァー刑事手続

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年政令第231号にも立脚して、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、後述のとおり、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、検察官が手続の開始を決定したすべての分野もこのプログラムの対象となっている。ENIグループが同プログラムの実施を開始した。上述の国務院の判決を受けて、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、Edisonが当該活動の大部分を実施している。

マントヴァー環境に関する手続

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締結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、これらの命令すべてを不服として、ロンバルディア地方行政裁判所のプレシア支部に上訴したが、2018年8月に当該上訴は棄却された。その後、Edisonは当該問題をイタリア国務院に提起し、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。ただし上述のとおり、Edisonは、以前の運営者から引き継いで一連の入札を進めるなど、既に現地にて浄化作業を開始している。

Ausimont (Bussi用地) の売却

2002年にEdisonがAusimont SpAをSolvay Solexis SpAへ売却した後、複数の民事、行政および刑事手続が開始された。以下の訴訟手続が依然として係属中である。

行政手続

- ・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、汚染の責任者と見なされる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。
- ・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。

仲裁

- ・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。この裁定は仲裁裁判所メンバーの1人による反対意見付きで下された。
- ・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仲裁裁定の執行手続は、2023年1月24日にEdisonの訴えが棄却されて終了した。したがって、仲裁裁定は執行力を有している。Edisonは、この決定を不服として破毀院に上告し、審理の日程はまだ決定されていない。
- ・仲裁裁判所は、2016年12月より後の期間に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。審問は2023年9月に行われた。裁判所の最終決定は2025年1月20日に当事者に伝えられ、EdisonはSolvay Specialty Polymers Italyに対して、約90百万ユーロの追加の損害賠償を支払うことを命じられたが、これは引当金の対象となる。

2件の民事訴訟：

- ・ 2019年4月8日に、環境省、アブルツォ州および閣僚理事会議長は、環境汚染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。2024年12月に司法技術鑑定報告書が受領され、Edisonはこれを受けて裁判所に対し、反論を提出した。これらの手続きの結論の期限は不明であり、手続きは現在も進行中である。
- ・ 2023年に、類似する訴訟がブッシ・スル・ティリーノ市から提起され、同地域で発生した汚染に関連して被ったと主張される損害の賠償が請求された。この件は、手続開始の段階にある。

21.4 フランスの競争当局（ADLC）による調査

2024年12月31日以降、EDFグループは競争当局による2件（Plümの訴状およびXélanの訴状）の審査の対象となっている。この手続きは現在進行中である。

21.5 ベルギーにおけるインフラマージナル・レントの負担金

ベルギーでは2022年8月1日から2023年6月30日の期間に適用されるインフラマージナル・レントの負担金が現在、特に違憲および条約違反を根拠とする訴訟の対象となっている。当該負担金は、2022年10月6日に欧州連合が採択した発電量に対するインフラマージナル・レント（CRI）に関する欧州メカニズムの枠組みにおいて導入された。同争訟は現在、欧州の当局により審査されている。

21.6 E-Pangoの訴訟

E-Pangoは、2023年12月14日にパリ商事裁判所にて、RTEと締結した均衡責任契約（Accord de Responsable d'Equilibre）の解約に伴い被ったとされる損害の全面的賠償を求め、EDF、RTEおよびEnedisに対する訴訟を提起した。この解約により、E-Pangoの転売のための購入許可が停止され、同社の顧客は、EDFが臨時で供給を担う非常用供給に移行することとなった。

E-Pangoは、RTEとの契約の解約は不当な形で行われ、そもそもEnedisの協力を得てEDFに利益をもたらすRTEの排除戦略に他ならないと考えている。

したがってE-Pangoは、その競争的ポジショニングの経済的価値の損失として、特に供給事業の停止に関連する約150百万ユーロの損害の全面的賠償を求めている。

同時に、E-Pangoは競争当局に対して訴状を提出したが、当局は2023年9月7日の決定により、E-Pangoが主張した反競争行為に関して決定を下す権限がないことを表明した。E-Pangoはパリ控訴院に控訴した。

2024年5月27日にパリ商事裁判所において審理が開かれ、EDFは（EnedisおよびRTEと共に）、パリ控訴院の判決まで手続きを停止するように要請した。2024年7月2日にパリ商事裁判所は、手続きの停止を命じる判決を下した。

21.7 ENGIEの賠償訴訟

ENGIEは2024年6月13日にパリ商事裁判所にて、EDFおよびその子会社Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびIZI Confortを相手取り、2022年2月22日付決定第22-D-06号により競争当局が制裁を課した行為によって同社が被ったと主張する損害の賠償を求める訴訟を提起した。

EDFはENGIEの請求の正当性に強く異議を唱えている。商事裁判所における手続きは進行中である。

21.8 コンサルタント契約-刑事捜査

2016年7月28日、会計検査院は国家金融検察庁に、EDFの購買方針に関する報告書を送付した。同報告書の送付を受けて、国家金融検察庁は予備調査を開始し、経済犯罪抑止部（Brigade de répression de la délinquance économique, BRDE）に捜査を指示した。2023年10月に、Henri Proglío、Alain TchernonogおよびEDFが、外部コンサルタント（14名）の雇用に関連した便宜供与の容疑で2024年5月21日から6月13日まで出廷するよう召喚された。EDFは出訴期限を理由に異議を唱えし、容疑を否定した。

審理を経て、検察はHenri Proglíoに対して2年の拘禁刑および200,000ユーロの罰金を、EDFに対して1百万ユーロの罰金を求刑した。公的契約の禁止という追加処罰は求刑されなかった。

パリ司法裁判所は9月30日付判決により、EDFの主張を認め、被告人全員に無罪を言い渡した。

21.9 労働訴訟

EDFおよびその子会社は、複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、損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調査および検査を定期的に受けている。

21.10 Venture Globalの仲裁

2017年に、Edisonは米企業Venture Global LNG Incとの間で、米国の液化天然ガス輸出に関する契約を締結した。最初の納入が2023年に予定されていた。

現時点で、Venture Globalは契約上の義務に反して、Edisonへの予定量の提供をまだ開始しておらず、その代わりに当該ガスを短期卸売市場で第三者に販売することを選択した。

この決定を受けて、2023年5月にEdisonは、当該米企業に対して仲裁手続きを提起した。賠償請求は、約1,500百万ドルに上る。仲裁裁判所における審理が2024年10月に行われ、判決はまだ保留中である。

21.11 一部のメーターに確認された欠陥に関する係争

2024年7月30日にEnedisはナンテール商事裁判所にて、2022年度に顧客のメーターの一部（PME-PMI）に確認した欠陥について、ITRON社を相手取る訴訟を提起した。同訴訟は、約113百万ユーロの損害賠償の請求を伴っている。

注記22 オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2024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。

22.1 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	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
業務コミットメント（付与）	22.1.1	70,464	64,201
投資コミットメント（付与）	22.1.2	17,984	17,605
資金供与コミットメント（付与）	22.1.3	6,004	6,043
コミットメント（付与） 合計		94,452	87,849

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。

22.1.1 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とおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年12月31日 現在	2023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⁾	45,895	43,548
業務契約履行コミットメント（付与）	24,222	20,103
借手としてのリース・コミットメント	347	550
業務コミットメント（付与） 合計	70,464	64,201
(1) ガス購入および関連サービスを除く。		

22.1.1.1 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。

2024年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のよう到来する。

（単位：百万ユーロ）	2024年12月31日現在					2023年 12月31日 現在
	合計	期限				合計
		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	30,548	4,216	8,392	6,951	10,989	29,142
その他エネルギーおよびコモディティ購入 ⁽¹⁾	413	103	158	152	-	390
核燃料購入	14,934	2,331	6,482	4,498	1,623	14,016
燃料およびエネルギー購入コミットメント	45,895	6,650	15,032	11,601	12,612	43,548
(1) ガス購入および関連サービスを除く（注記22.1.1.1.4を参照）。						

22.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

2024年12月31日現在の電力購入コミットメントは主に、EDF EnergyおよびEDF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。

年間の変動は主に、新規契約、およびEDF Energyにおける外国為替のポジティブな影響によるEDF（SEI）の購入コミットメント量の増加に起因しており、予測電力価格の低下およびEDF Energyの契約量の減少によって部分的に相殺されている。

また、上記の義務に加え、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、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2024年度の合計は48TWh（2023年度は50TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2023年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2023年度は23TWh）、太陽光発電に係るもの15TWh（2023年度は14TWh）および水力発電に係るもの2TWh（2023年度は2TWh）が含まれている。

22.1.1.1.2 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。

22.1.1.1.3 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。

22.1.1.1.4 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。2024年12月31日現在の両社に関する数量は以下のとおりである。

(単位：10億立方メートル)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
Edison	101	12	42	47	112
EDF	51	2	13	36	52

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の年間総供給量119億立方メートルを上限とする天然ガス輸入契約を締結している。これらの契約の残存期間は、契約によって3年から20年までさまざまである。

2020年度にEDFは、ノルウェーからの年間5億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）を締結した。この契約に基づく引渡しは2023年度の開始が予定されていた。LNGの引渡しが行われないことから、Edisonはロンドン国際仲裁裁判所（LCIA）において、Venture Globalに対する仲裁手続を開始した（注記21.10を参照）。

2014年度にEDFは、2020年5月から20年間に係る年間0.8百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立方メートル）に関する米国からのLNG輸入契約に署名した。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2034年まで、そのターミナルの再ガス化能力の約80%の便益を受ける。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFは、每期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年までそのターミナルの再ガス化能力の約61%の便益を受ける。この契約については、不利な契約に係る引当金が計上されている（注記17.2を参照）。

22.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2024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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
業務保証（付与）	14,773	4,314	5,459	5,000	11,805
業務購入コミットメント(1)	9,307	4,928	3,480	899	8,116
その他の業務コミットメント	142	51	78	13	182
業務契約履行コミットメント（付与）(2)	24,222	9,293	9,017	5,912	20,103
(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。					
(2) 共同支配企業に関連するコミットメント、2024年12月31日現在2,697百万ユーロ（2023年12月31日現在2,186百万ユーロ）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（付与）は、2024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、EDF、EdisonおよびFramatomeが付与した保証から成っている。

その変動は主に、2024年5月31日のGE Vernovaの原子力事業の取得の一環として、Arabelle Solutionsの顧客に付与された親会社の保証をEDFが20億ユーロで引き継いだことに起因する。

22.1.1.2.1 業務保証（付与）

業務保証（付与）の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
EDF Renewables	5,392	4,912
Edison	2,031	2,228
EDF	3,618	1,413
Framatome	971	977
EDF Energy	941	847
その他の企業	1,820	1,428
合計	14,773	11,805

22.1.1.2.2 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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
EDF	3,316	3,294
Framatome	1,572	1,724
Enedis	1,066	1,029
Arabelle Solutions	1,364	-
EDF Renewables	832	673
EDF Energy	404	380
その他の企業	753	1,016
合計	9,307	8,116

22.1.1.2.3 借手としてのリース・コミットメント

2024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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
借手としてのリース・コミットメント	347	54	156	137	550

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、以下のとおりである。

- 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、2024年12月31日現在、合計105百万ユーロ（2023年12月31日現在108百万ユーロ）である。
- 当グループにまだ利用可能となっていない資産（主に建設中の不動産およびLNGタンカー）のリース。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、2024年12月31日現在、合計242百万ユーロであり（2023年12月31日現在442百万ユーロ）、特に当グループによる船舶の受領を理由に減少している。

22.1.2 投資コミットメント（付与）

2024年12月31日現在の投資コミットメントの詳細は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
有形固定資産および無形資産購入関連コミットメント	16,865	11,052	5,456	357	16,065
金融資産購入関連コミットメント	908	71	837	-	1,247
投資に関係するその他のコミットメント	211	148	17	46	293
投資コミットメント（付与）合計 ⁽¹⁾	17,984	11,271	6,310	403	17,605
(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、2024年12月31日現在163百万ユーロ（2023年12月31日現在161百万ユーロ）を含む。					

22.1.2.1 有形固定資産および無形資産購入関連コミットメント

有形および無形資産購入関連コミットメントは以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
EDF	5,268	4,820
EDF Energy	4,476	4,662
Enedis	4,229	3,089
EDF Renewables	920	1,995
PEI	911	557
Framatome	600	572
その他の企業	461	370
合計	16,865	16,065

有形固定資産および無形資産購入コミットメントは主に、EDF SAの53億ユーロ（グラン・カレナージュ・プロジェクト、10年検査、および限定的な金額でEPR2プロジェクトに関連したコミットメント）、EDF Energyの45億ユーロ（主にHPCに関連するコミットメント）ならびにEnedisの42億ユーロに関係している。

EPR2に関して、投資の最終決定に先立ち、オフバランスシート・コミットメントに含まれる額は、締結した契約の総額ではなくEDFにとって不可避免的なコミットメントに相当する。

2024年度の有形固定資産および無形資産購入コミットメントの増加は主に、Enedisの高電圧網と低電圧網の接続を確保するHVA/LV変圧器およびケーブルの供給契約更新ならびに、EDFについて、子会社PEIが担うコルシカ・リカントのバイオエネルギー発電所の建設工事の開始（2024年11月22日付の当グループのプレスリリースを参照）および原子力発電所の10年検査プログラムに関連する新規契約に起因している。対照的に、EDF Renewablesのコミットメントは、建設中だったプロジェクトの進捗を踏まえ、減少している。

22.1.2.2 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、当グループのフランスにおける原子力長期債務の財源確保の専用資産管理に関連した、2024年度のスウェーデンの Nordic Logisticsの物流倉庫およびノルウェーのフェリー運航事業者Fjord1の取得に起因する。

その他の投資有価証券に関連するコミットメントは、評価が不可能である。これは主に、ベルギーに関係している。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をもたらすことにな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2031年8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2029年5月から2031年8月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第32号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3のコール・オプションはデリバティブとして扱われ、その正味価額が、トレーディング・デリバティブの正または負の公正価値に含まれている。2024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。

22.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント (付与)

2024年12月31日現在、投資に関するその他のコミットメント (付与) には特に、Sinop Energiaに対する51%の投資に関連してEDF Norte Fluminenseが付与した保証が含まれる。

22.1.3 資金供与コミットメント (付与)

2024年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント (付与) は、以下のものから成る。

(単位: 百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
不動産担保権	3,656	1,250	418	1,988	3,760
借入金関連保証	1,195	73	617	505	1,216
その他資金供与コミットメント	1,153	886	253	14	1,067
資金供与コミットメント(付与)合計(1)	6,004	2,209	1,288	2,507	6,043
(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、2024年12月31日現在1,540百万ユーロ (2023年12月31日現在2,113百万ユーロ) 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EDF Trading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。

22.2 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	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
業務コミットメント(受取) ⁽¹⁾	22.2.1	13,841	9,466
投資コミットメント (受取)	22.2.2	532	206
資金供与コミットメント (受取) ⁽²⁾	22.2.3	15	13
コミットメント (受取) 合計		14,388	9,685
(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22.2.1.3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。			

22.2.1 業務コミットメント（受取）

2024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)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	104	29	55	20	429
業務販売コミットメント	11,885	3,258	5,727	2,900	7,098
業務保証（受取）	1,791	1,129	437	225	1,895
その他の業務コミットメント（受取）	61	41	19	1	44
業務コミットメント（受取）	13,841	4,457	6,238	3,146	9,466

22.2.1.1 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の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）、EDF Renewablesの同様の確定注文（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）、ならびにArabelle Solutionsの原子力発電所の設備納入契約（タービンおよび交流発電機）に関連している。コミットメントの4,787百万ユーロという大幅な増加は、主に、2024年5月31日に取得が完了したArabelle Solutionsの受注が加わったこと、および2024年12月31日以降当グループ内において持分法で連結されているサイズウェルCの英国での発電所プロジェクトに向けて当グループが締結した契約が発効したことに起因する（注記3.1.3を参照）。

22.2.1.2 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。

22.2.1.3 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、設置された発電能力3GW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、2022年8月16日付法律以後、毎年120TWhを上限とする電力を対象としている（注記5.1.1を参照）。

22.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	532	360	-	172	206

投資／撤退コミットメント（受取）の増加は、EDF保有株式に関する買戻契約に基づき取引銀行から保証として受け取った債券345百万ユーロに起因する。

22.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在				2023年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年～5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	15	3	12	-	13

注記23 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子会社の一部、ならびにEDFグループが共同支配するか、または重要な影響力を行使する会社が含まれる。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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	関連会社および 共同支配企業		共同支配事業		フランス政府または 国有企業(1)		グループ合計	
	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
売上高	913	1,112	-	-	3,058	3,514	3,971	4,626
エネルギー購入	4,038	4,218	2	2	3,547	2,893	7,587	7,113
対外購入	4	11	7	7	202	126	213	144
金融資産	355	180	-	-	-	-	355	180
その他の資産	724	952	-	-	659	672	1,383	1,624
金融負債	-	-	-	-	1	-	1	-
その他の非金融負債	1,001	1,495	1	1	851	754	1,853	2,250

(1) 税金および社会保障負債ならびにCSPE負債を除く。

23.1 連結範囲に含まれる関連会社との取引

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共同事業を有する企業との取引は、主にエネルギーの販売および購入から構成されている。

23.2 フランス政府および国有企業との関係

23.2.1 フランス政府との関係

2023年6月8日のスクイズアウトの実施および自己株式の購入により、フランス政府は2024年12月31日現在、EDFの資本の100%を保有している。これにより、フランス政府は一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院および議会による監査、ならびにフランス財務監督局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。

23.2.2 ENGIEとの関係

EnedisとGRDFの、フランスのエネルギー法第L.111-71条に定められ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関係、その権限、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に努める。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。医療社会ユニットは引き続き、共通サービス機能において、両配電業者（EnedisおよびGRDF）にサービスを提供する最後の共同組織である。

コルシカのアジャクシオ市およびバステティア市における液化石油ガス（LPG）の配送および供給に関する共通サービスに関し、2022年財政法第96条の採択を受けて、コルシカのエネルギー複数年計画の簡略修正に関する2023年6月30日付政令第2023-554号は、液化石油ガス供給網事業の終了を2038年12月31日に定め、2024年以降の段階的な利用の終了を計画している。

2023年9月12日付政令第2023-872号は、液化石油ガスの利用の電気または再生可能エネルギーへの転換に関連する費用をフランス政府が部分的に負担する条件を定めている。アジャクシオ市およびバステティア市の委譲の入札は、不調の宣言を経て再度開始された。Engieによる応札が現在行われており、2025年夏までの割当を目指している。

現時点では、これらの進展はEDFに影響を及ぼさないが、委譲の更新が有効となれば、EDFは今後15年間でLPGを段階的に終了するための計画を決定するために、いくつかのテストセクターに取り組むことが求められる。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。

23.2.3 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（使用済核燃料の輸送、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

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclageとの間の使用済核燃料の輸送、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。

23.3 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（2024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および被支配会社から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2024年度の報酬総額は17.1百万ユーロ（2023年度18.7百万ユーロ、2022-2023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24 後発事象

2025年1月6日にEDFは、3つのトランシェの優先債19億米ドルの発行（2025年1月13日に決済および交付）および優先グリーンボンド500百万米ドルの発行（2025年1月20日に決済および交付）を開始した（当グループの2025年1月6日付プレスリリースを参照。）。

注記25 法定監査人の報酬

以下の表は2024年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

(単位：千ユーロ)	PWCネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額 (税抜)	%	金額 (税抜)	%
監査一個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー				
EDF	3,399	15.4	2,553	10.2
被支配企業 ⁽¹⁾	10,907	49.3	15,757	63.1
小計	14,306	64.7	18,310	73.3
持続可能性に係る情報の証明⁽²⁾				
EDF	1,000	4.5	1,000	4.0
被支配企業 ⁽²⁾	-	-	336	1.4
小計	1,000	4.5	1,336	5.4
非監査サービス⁽³⁾および持続可能性に係る情報の証明				
EDF	1,604	7.3	4,471	17.9
被支配企業 ⁽¹⁾	5,206	23.5	860	3.4
小計	6,810	30.8	5,331	21.3
合計	22,116	100.0	24,977	100.0
(1) 対象となる被支配企業は、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) 企業サステナビリティ報告指令（CSRD）は、2023年12月にフランスで国内法化され、2024年12月31日終了年度より当グループに適用される（注記20を参照）。被支配企業は、独自の持続可能性報告書を発行するEdisonおよびÉlectricité de Strasbourgである。				
(3) 法令により要求される非監査サービスおよび当グループの依頼に応じて提供される非監査サービス。非監査サービスは主に、(i)財務会計情報の証明書の発行、(ii)当グループの資金調達活動に関連するコンフォートレターの発行、(iii)企業買収または売却に関連するサービス、(iv)現地の法令により認められた税務サービス、(v)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実装における専門知識の提供サービスに相当する。				

2023年度の法定監査人報酬

(単位：千ユーロ)	PWCネットワーク		KPMGネットワーク		デロイト・ネットワーク	
	金額 (税抜)	%	金額 (税抜)	%	金額 (税抜)	%
監査一個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー						
EDF	2,628	15.3	2,523	11.7	-	-
被支配企業 ⁽¹⁾	5,362	31.3	16,920	78.3	1,758	83.7
小計	7,990	46.6	19,443	89.9	1,758	83.7
非監査サービス⁽²⁾						
EDF	1,302	7.6	1,181	5.5	-	-
被支配企業 ⁽¹⁾	7,849	45.8	996	4.6	343	16.3
小計	9,151	53.4	2,176	10.1	343	16.3
合計	17,141	100.0	21,620	100.0	2,101	100.0
(1) 対象となる被支配企業は、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非監査サービスおよび当グループの依頼に応じて提供される非監査サービス。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)企業買収または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実装における専門知識の提供サービスに相当する。						

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

注：表内に示されるほとんどの数値は百万ユーロ単位で報告されている。そのため、合計額または変動額にわずかな差が生じる場合がある。

損益計算書

	注記	2024年度			2023年度		
		百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円
売上高	3		72,335	118,391		90,291	147,779
フランス		58,805			70,552		
フランス以外		13,530			19,739		
棚卸資産および資本財の変動			1,906	3,120		1,763	2,886
営業補助金	4		6,928	11,339		14,198	23,238
減価償却、償却および営業引当金の戻入額	5		3,188	5,218		4,873	7,976
その他の営業収益および費用振替額	6		1,244	2,036		1,295	2,120
I 営業収益合計			85,601	140,103		112,420	183,998
購入およびその他の対外費用	7		48,188	78,869		71,386	116,837
購入燃料使用分		3,118			5,541		
エネルギー購入		25,954			46,812		
サービスおよびその他購入品使用分		19,116			19,033		
法人所得税以外の税金	8		2,466	4,036		2,370	3,879
人件費	9		7,475	12,234		7,071	11,573
減価償却費、償却費および引当金繰入額			11,805	19,321		9,879	16,169
減価償却費および償却費	10	4,989			4,540		
引当金繰入額および減損	5	6,816			5,339		
その他の営業費用	6		3,612	5,912		3,500	5,728
II 営業費用合計			73,546	120,373		94,206	154,187
営業利益（損失）（I－II）			12,055	19,730		18,214	29,811
III 共同事業取引			-	-		-	-
IV 金融損益	11		(1,810)	(2,962)		(8,945)	(14,640)
法人所得税および臨時損益計上前損益 （I－II＋III＋IV）			10,245	16,768		9,269	15,171
V 臨時損益	12		703	1,151		272	445
VI 法人所得税	13		(1,083)	(1,773)		(1,831)	(2,997)
損益（I－II＋III＋IV＋V＋VI）			9,865	16,146		7,710	12,619

貸借対照表

資産	注記	2024年12月31日現在				2023年12月31日現在	
		償却費、 減価償却費 および減損		純額		純額	
		総額	総額	総額	総額	総額	総額
		百万 ユーロ	百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
無形資産	14	4,201	2,799	1,402	2,295	1,519	2,486
開発中の無形資産	14	2,908	10	2,898	4,743	1,929	3,157
EDF所有有形固定資産	15	103,752	71,010	32,742	53,589	31,312	51,248
委譲運営有形固定資産	15	16,988	10,087	6,901	11,295	6,864	11,234
建設中の有形固定資産	15	23,590	32	23,558	38,557	22,726	37,196
投資および関連債権		64,691	14,303	50,388	82,470	50,749	83,061
投資有価証券		25,769	814	24,955	40,844	24,803	40,595
貸付金およびその他の金融資産		42,333	169	42,164	69,010	36,537	59,800
金融資産	16	132,793	15,286	117,507	192,324	112,089	183,456
I 固定資産合計		284,232	99,224	185,008	302,803	176,439	288,778
棚卸資産および仕掛品	17	13,661	562	13,099	21,439	13,320	21,801
発注に係る前渡金および未成業務支出金	18	925	-	925	1,514	753	1,232
営業債権	18	19,731	432	19,299	31,587	18,966	31,042
市場性のある有価証券	19	16,386	265	16,121	26,385	19,507	31,927
現金性金融商品	18	4,151	-	4,151	6,794	2,759	4,516
現金	18-20	6,023	-	6,023	9,858	8,147	13,334
前払費用	18	1,028	-	1,028	1,683	1,137	1,861
II 流動資産合計		61,905	1,259	60,646	99,259	64,589	105,713
繰延費用 (III)		236	-	236	386	231	378
社債償還プレミアム (IV)		908	385	523	856	481	787
未実現為替差損 (V)	21	1,363	-	1,363	2,231	1,187	1,943
資産合計 (I + II + III + IV + V)		348,644	100,868	247,776	405,535	242,927	397,599

自己資本および負債

	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		2,084	3,411	2,084	3,411
資本剰余金		24,071	39,397	24,085	39,420
再評価差額		694	1,136	693	1,134
準備金					
法定準備金		208	340	194	318
その他の準備金		2,970	4,861	2,970	4,861
利益剰余金		(14,751)	(24,143)	(22,461)	(36,762)
当期利益または損失		9,865	16,146	7,710	12,619
中間配当		-	-	-	-
投資補助金		265	434	209	342
税務規制引当金		5,502	9,005	5,636	9,224
自己資本合計	22	30,908	50,587	21,120	34,567
追加的自己資本	23	10,188	16,675	11,979	19,606
特別委譲負債	24	2,592	4,242	2,515	4,116
I 自己資本および委譲勘定合計		43,688	71,504	35,614	58,289
リスク引当金	25	1,205	1,972	1,231	2,015
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	53,821	88,089	48,220	78,922
非原子力施設廃止引当金	27	1,133	1,854	1,018	1,666
従業員給付引当金	28	12,729	20,834	12,535	20,516
その他の費用引当金	29	721	1,180	818	1,339
費用引当金		68,404	111,957	62,591	102,443
II 引当金合計		69,609	113,929	63,822	104,457
金融負債	31-32	73,706	120,635	80,663	132,021
前受金および未成業務受入金	31	2,924	4,786	2,520	4,124
営業、投資およびその他の負債	31	51,153	83,722	53,718	87,920
現金性金融商品	31	3,296	5,395	2,913	4,768
繰延収益	31	3,140	5,139	3,367	5,511
III 負債合計	31	134,219	219,676	143,181	234,344
未実現為替差益（IV）	33	260	426	310	507
自己資本および負債合計（I + II + III + IV）		247,776	405,535	242,927	397,599

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2024年度		2023年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動					
税引前利益／（損失）		10,948	17,919	9,541	15,616
減価償却費、償却費および引当金繰入額		11,989	19,622	13,507	22,107
資産譲渡（益）／損		109	178	62	101
金融収益および費用		(2,209)	(3,615)	126	206
運転資本の変動(1)		(2,164)	(3,542)	(2,709)	(4,434)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		18,673	30,562	20,527	33,597
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）* (2)		1,946	3,185	(217)	(355)
法人所得税支払額		(1,559)	(2,552)	(1,738)	(2,845)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(A)	19,060	31,196	18,572	30,397
投資活動					
有形固定資産および無形資産への投資(3)		(8,158)	(13,352)	(6,807)	(11,141)
有形固定資産および無形資産の売却による収入		15	25	13	21
金融資産の変動(4)		(2,662)	(4,357)	(2,905)	(4,755)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(B)	(10,805)	(17,685)	(9,699)	(15,874)
財務活動					
借入債務および引受契約の発行(5)		16,768	27,444	34,286	56,116
借入債務の返済および引受契約による支払(5)		(25,691)	(42,048)	(41,565)	(68,029)
支払配当金	22	-	-	-	-
永久劣後債の発行および償還（費用控除後）	23	511	836	724	1,185
預り保証金	32	(1,732)	(2,835)	(1,100)	(1,800)
委譲運営資産に対する受取拠出金		32	52	37	61
受取投資補助金	22	65	106	-	-
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(C)	(10,047)	(16,444)	(7,618)	(12,468)
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	(A)+(B)+(C)	(1,792)	(2,933)	1,255	2,054
現金および現金同等物の期首残高(6)	20	(303)	(496)	(1,466)	(2,399)
為替変動の影響		(76)	(124)	(92)	(151)
公正価値の変動および組替の影響		10	16	-	-
現金および現金同等物に係る金融収益（純額）*		-	-	-	-
現金および現金同等物の期末残高(6)	20	(2,161)	(3,537)	(303)	(496)

* 2024年12月31日現在、調整用の項目に個別に表示されていた「現金および現金同等物に係る金融収益」は、445百万ユーロ（2023年年度は240百万ユーロ）で「金融費用の純支払額」に組み替えられた。これに伴い、2023年度の比較情報も組み替えられている。

- (1) 2024年度の運転資本の変動は、主にEDFのCSPE補償不足によるものであり、その結果、2024年12月31日現在でCSPE債権792百万ユーロが認識されている（2023年12月31日現在は2,030百万ユーロの負債）（注記18の(2)および注記31の(4)を参照）。
- (2) この変動は主に、受取配当金の増加に起因する（注記11を参照）。
- (3) これらの投資の変動は主に、EPR 2プロジェクトの進展に起因する（注記14の(3)および注記15の(2)を参照）。
- (4) 2024年度における金融資産の変動は主に、子会社に提供した貸付金の増加(49)億ユーロ、EDFがEnedisに支払った預り保証金(7)億ユーロ（注記16.6の(4)を参照）および合計(31)億ユーロの投資（Arabelle Holdingの全資産移転（注記16.1の(1)を参照）の一環としてEDFに振替えられた減損15億ユーロ控除後）に起因する。この(72)億ユーロの増加は、債券ポートフォリオの51億ユーロ減少により、部分的に相殺されている（注記19を参照）。
- (5) 2024年度に、EDFは買戻契約の下で2,943百万ユーロの債券を譲渡し、(5,922)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。
- これらの取引以外に、2024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、(5,944)百万ユーロの減少であった。この減少は主に、社債の償還および金融機関からの借入債務の返済(15,517)百万ユーロ（注記32を参照）および発行コストを差し引いたユーロ建て譲渡可能負債証券の償還(2,068)百万ユーロ（注記32を参照）に起因し、6,676百万ユーロのマルチ・トランシェ優先債の発行（注記2.2.1、2.2.2、2.2.5、2.2.6、2.2.9および2.2.10を参照）および当年度における合計6,981百万ユーロの二者間与信枠の付与により相殺されている（注記32を参照）。さらに、EDFは2024年7月5日に、2018年10月に額面(1,250)百万ユーロで発行した永久劣後債を償還するオプションを行使した（注記2.2.4を参照）。

- (6) 「現金および現金同等物の期首残高」ならびに「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か月を超える譲渡可能負債証券は含まれていない。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2024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、2025年2月20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、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）に関して会計基準局（ANC）が発行した2014年6月5日付規則第2014-03号により定義された会計原則および方法に従って作成されている。これらの財務諸表はまた、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勧告第2013-02号の2021年11月の更新にも準拠している。

財務諸表の作成および表示に係る会計上の慣例は、保守主義の原則及び以下の基本的な概念に従って適用された。

- ・ 継続企業の前提の原則
- ・ 会計処理方法の一貫性
- ・ 発生主義会計

適用された会計手法および評価の方法は、2023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り、2024年1月1日から、適用されているITソリューションに関する2023年11月10日付ANC規則第2023-05号を織り込んでいる。

EDFは2024年12月31日現在、財務諸表の表示に関するANC規則第2022-06号の早期適用はしていない。

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。EDFの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融およびエネルギー市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、EDFの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

EDFが見積りおよび判断を行った主要な要素は以下のとおりである。

1.2.1 原子力発電所の減価償却期間

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「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（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。

900MWシリーズでは32基のうち21基が第4回10年検査を完了し、その中には2024年度のビュジェ3号機、グラヴリーヌ2号機、ダンピエール3号機、ブレイエ2号機、シノンB1号機、トリカスタン4号機、グラヴリーヌ4号機、ダンピエール4号機、ブレイエ3号機が含まれる。現在、1件の検査が進行中である（クリュアス3号機）。

2021年度に1300MW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。

1450MW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。

原子力発電所の50年を超える稼働については、2件の審査を実施中である。

- ・ 900MWシリーズの第5回10年検査について：EDFは2023年6月に方針文書をASNに送付し、ASNは2024年11月に当該文書に関する見解を送付した。10年検査の目標に対するEDFの回答書は、2026年度末に送付される予定である。審査を完了した後、ASNは900MW原子炉の運転をさらに10年間延長するかについて、かかる第5回10年検査の一般フェーズの結論に鑑みて2028年度中頃に見解を提示する予定である。
- ・ 稼働期間の審査について：全シリーズを対象に60年を超える稼働に関する「長期的」な検討が2023年度に開始された。当該検討はASNが定める日程表の一環で行われており、ASNは、2025年度の評価フェーズおよび2026年度の検証フェーズを経て、2026年度末に見解を提示する予定である。

1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

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、2024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が注記26.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に応じて、ある程度リスクおよび不確定な事項が考慮されている。算定にはさらに、以下のような不確定要素が含まれている。

- ・ 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。
- ・ 廃炉の規制上の手続の変更および行政上の許可の取得時期。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびANDRA（放射性廃棄物管理庁）による貯蔵施設の提供。
- ・ 使用済核燃料管理の契約条件の変更、ならびにより全般的に、フランスのエネルギー政策に関連した長期産業戦略、設備の稼働状況、および関連費用と投資の水準に関するOranoの見通し。
- ・ 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1300MWシリーズの発電所については50年、1450MW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。

2024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、2024年12月31日現在採用された数理計算上の仮定を適切かつ妥当なものと考えている。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。

1.2.5 長期資産の減損

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（割引率およびインフレ率）および建設中資産の完成費用の影響を受ける。そのため、EDF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（注記15を参照）。

1.2.6 投資有価証券に係る引当金

各年度末に、投資有価証券は、使用価値で測定される。使用価値が正味帳簿価額を下回る場合は、減損の対象となる。

使用価値は、年度末の子会社の連結自己資本持分価額、および該当する場合は、子会社が生み出す割引将来キャッシュ・フローに基づいて決定される。

後者の場合、投資有価証券の減損テストは、使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定、特にエネルギーおよび原材料の価格の変動、ならびに中期財務予測の影響を受ける（注記16を参照）。

注記2 重要な事象および取引

2.1 原子力開発

2.1.1 フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2024年度には、同プロジェクトに以下の進展があった。

原子炉容器に燃料を装荷する作業の前提条件であった原子炉全体の適合性証明書が2024年5月7日に発効された。これは、主要な二次回路接合部の修理作業が完了し、適合性を有していることも示している。

2024年5月8日に原子力安全局（ASN）が運転開始を許可したことから、EDFチームは5月8日から15日にかけて原子炉容器に241本の燃料集合体を装荷した。

この作業が完了した後は、回路の温度および圧力を段階的に引上げ、次いで出力試験を実施できるように、容器ヘッドが5月26日に閉められた。EDFはこのようにして、施設を核分裂の開始に必要な条件を満たすように整えた。

最初の稼働は2024年9月3日に実施された。その後、原子炉は、「接続」目安値である公称出力の17%に達したことから2024年12月21日に電力網に接続され、2025年度は公称出力の100%に達するまで段階的な出力の引上げを継続する予定である。

2025年1月31日、ASNから公称出力の25%を超えることについて承認を受けた。80%レベルへの引上げにも、ASNからの事前の許可を受ける必要がある。

ASNは、2023年5月16日の決定で、「一次回路の総合的な適格性再確認を行うために原子炉を停止する」まで現在の容器ヘッドを利用することを承認した。したがって、現在の当社の参照シナリオでは、同原子炉の第1運転サイクル終了時に開始予定の初回総合検査において、停止時に容器ヘッドを交換するものとしている。

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・カレナージュ改修プログラムを実施している。2022年3月31日に、EDFの取締役会は2022年度から2028年度までの期間の新たなロードマップを承認した。これには、特に900MW原子炉および1300MW原子炉の第4回10年検査についてASNとにより進行中の検証から得た情報、ならびに900MW原子炉の第5回10年検査の調査フェーズの開始に関するフィードバックが織り込まれており、同期間の投資総額の見積りは現在の価値で361億ユーロ（2021年のユーロで320億ユーロ）となっている。

2024年度において、投資総額は52億ユーロであった。当該投資額には、2022年度から2025年度までの応力腐食現象への対応作業の見積費用13億ユーロ（2021年のユーロで12億ユーロ）が含まれている。

2.1.3 応力腐食

2021年度末において、シヴォー原子力発電所（ヴィエンヌ県）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、原子炉の補助回路から主要一次回路までの配管の部品に応力腐食現象が特定された。EDFはただちに、フランス原子力発電所群を構成している4シリーズの原子炉（900 MW、1300MW-P4、1300MW-P'4およびN4）を対象に点検および専門評価を実施した。

2022年度に実施された検査により、フランス原子力発電所群の原子炉56基において、応力腐食に対する感受性の初期特性評価が行われ、応力腐食に対する感受性が高い原子炉向けに計画されていた配管部品を予防交換する産業プログラムが2024年度第1四半期に完了した。

計画されていた検査はすべて実施され、原子炉の感受性分類および修理済み接合部に関連する特定のリスクが確認された。当該接合部について実施された検査の結果、応力腐食の疑いのあるケースが複数特定されたため、2024年度に追加の取替作業が約10件ほど行われた。当該検査は定期保守点検による運転停止中に実施され、2024年度に追加または臨時の停止は行われなかった。

EDFは2024年度末に監視および保守に係る戦略をASNに提出しており、2025年度中にASNの見解が表明される予定である。

2.1.4 ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る更新

2024年1月23日にEDFグループは、原子炉2基の建設に関する日程および費用の再評価を発表した。1号機による発電開始は2020年代の終わり頃に見込まれている。2024年1月に建設費用および日程を修正した主は、土木工事の費用と電気機械組立てフェーズの日程変更（および他のロットへの影響）の2つである。

プロジェクト完成費用は、想定に応じて、310億英ポンドから340億英ポンド（2015年の英ポンド）の範囲と見積られている。1年間の延長を想定したシナリオでは、追加費用は約10億英ポンド（2015年の英ポンド）と見込まれている。連結

日程および費用のこのような変更の結果、EDFは、EDF International（ヒンクリー・ポイントCプロジェクトを実施するEDF Energyを保有する持株会社）に対する投資について、2023年度に7,013百万ユーロ（2022年度：2,650百万ユーロ）の追加減損を計上した（注記16.1（4）を参照）。

建設は2024年度も継続され、特筆すべき点は以下のとおりである。

- ・ 1号機におけるディーゼル発電機の熱交換器の設置開始
- ・ 2号機の原子炉建屋における輸送プールおよびプールの設置
- ・ 2号機における3つ目のライナーリングの設置
- ・ 1号機の原子炉建屋における容器の設置
- ・ 1号機のタービンホールにおける固定子の設置

株主の資金拠出コミットメントは消化されており、2023年度第4四半期からは契約に基づき株主が任意で建設の資金を提供している。それ以降、EDFグループは当該プロジェクトへの資金提供を単独で担っている。

2024年度は、EDF Energyの使用価値が改善した。EDF Internationalに対する投資の評価において、この使用価値の増加は、イタリアにおける資金生成単位のプラスのマージンの減少および米国会社の使用価値の減少を部分的にしか相殺しない（注記16.1（4）を参照）。

2.1.5 EDFによるAssystem が所有するFramatomeに対する少数持分の取得

2024年1月25日に、EDFは、Framatomeの少数株主であるAssystemが所有する5%を206百万ユーロ（取得費用を含む）で取得した（注記16.1（1）を参照）。

当該取得により、取引完了日以降、EDFのFramatomeグループに対する持分が80.5%に増加した。

2.1.6 EDFによるGE VernovaからのGE Steam Powerの原子力事業の取得

2022年11月4日に署名していたGeneral Electricとの合意協定および必要な規制上の承認を含むすべての完了条件が満たされたことを受けて、GE Vernovaの原子力発電所の従来型アイランドに関する事業（旧称GE Steam Power）の取得が2024年5月31日に完了した。

これらの事業は、「アラベル」蒸気タービンを含む新設原子力発電所の従来型アイランド向け設備の供給、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を目的としている。これらの蒸気タービンは特に、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）や小型モジュール型原子炉（SMR）に設置できる。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技術およびスキルを強化し、原子力部門および欧州のエネルギー保障にとって鍵となる技術およびスキルを充実させることが可能となる。

当該事業は、フランス、英国およびインドを主な拠点として、3,300名の従業員を擁している。

GE Steam Powerの原子力事業の取得により、EDF SAに以下が生じた。

- ・ Arabelle下位企業集団のフランスにおける事業を行うArabelle Holding社の100%持分に対する直接投資。
- ・ EDF SAが100%保有する持株会社Arabelle SolutionsおよびEDF Internationalを通じた、Arabelle下位企業集団の国外事業に対する間接投資。

EDF SAによるArabelle Holding社の持分取得が2024年5月31日に行われた。これを受けて、EDF SAは、Arabelle Holding社の資本の100%に相当する722,479,176株を592百万ユーロ（取得費用を含む）で保有することとなった。

債権者の異議申立て期間終了後、2024年12月17日にArabelle Holding社の全資産および負債がEDF SAに移転された。

EDF SAは、592百万ユーロ（取得費用を含む）のArabelle Holding株式を消却し、これに対して正味帳簿価額で移転された純資産が、次のとおりEDF SAの貸借対照表に計上された。

- ・ Arabelle Solutions Franceの持分証券の100%保有は純額529百万ユーロ（総額2,057百万ユーロおよび関連する減損（1,528）百万ユーロ）で貸借対照表の資産に計上（注記16.1（1）および（4）ならびに16.2（5）を参照）。
- ・ Arabelle Electronics Franceの持分証券の100%保有は純額41百万ユーロ（総額42百万ユーロおよび減損（1）百万ユーロ）で貸借対照表上の資産に計上（注記16.1（1）および（4）ならびに16.2（5）を参照）。
- ・ Arabelle Solutions Franceの与信枠の引出93百万ユーロは負債に計上（注記31（4）および16.4（3）を参照）。
- ・ さまざまな項目1百万ユーロは貸借対照表の資産に計上。
- ・ 技術的差損（114）百万ユーロは法人所得税費用として認識。

また、2024年12月31日現在、EDFには、2024年度の法人所得税費用の決定において、承認の下でEDFに移転されたArabelle Holdingの欠損金の全額繰入に起因する法人所得税の税額控除115百万ユーロが含まれていた。この金額は、これらの欠損金445百万ユーロに対して、2024年12月

31日現在の法人所得税率（25.83％）を適用して計算され、115百万ユーロとなった。その結果、EDFの純利益に対する税額控除の最終的な影響は1百万ユーロであり、これは実際の税額控除（115百万ユーロ）と技術的差損（114百万ユーロ）の差額に相当する。

また、同取引の完了により、オフバランスシートの営業コミットメント（付与および受取）に3,148百万ユーロの影響も生じた（注記35.1.2および35.2.1を参照）。

2.1.7 EDFの2024年度のフランスにおける原子力発電量予測の上方修正

フランスの原子力発電量は361.7TWhであったが、これは、EDFが2024年12月11日の発表で当初の予測から上方修正した原子力発電量予測（340-360TWhの範囲から358-364TWhの範囲に修正）に一致する。

2.2 財務活動

2.2.1 額面2,050百万米ドルのマルチ・トランシェ優先債の発行

2024年4月15日に、EDFは、以下の3つのトランシェによる額面総額2,050百万米ドルの優先債を発行した（注記32(1)を参照）。

- ・ 650百万米ドルの社債、満期5年、固定クーポン5.650％
- ・ 650百万米ドルの社債、満期10年、固定クーポン5.950％
- ・ 750百万米ドルの社債、満期40年、固定クーポン6.000％

決済および交付は2024年4月22日に行われ、当該米ドル建て社債は同日付で、ルクセンブルク証券取引所が運営する多角的取引制度であるユーロMTFでの売買が認められた。

2.2.2 額面750百万カナダドルのマルチ・トランシェ優先債の発行

EDFは2024年5月13日に、以下の2つのトランシェの優先債を発行し、750百万カナダドルを調達した（注記32（1）を参照）。

- ・ 350百万カナダドルの社債、満期10年、固定クーポン5.379％
- ・ 400百万カナダドルの社債、満期30年、固定クーポン5.777％

カナダドル建て社債の決済および交付は、2024年5月17日に行われた。

2.2.3 既存の原子力発電所の資金調達を目的とするグリーンバンク・ローン約58億ユーロの発行

2024年5月13日にEDFは、合計約58億ユーロ¹のグリーンバンク・ローンを締結した（注記32（2）を参照）。これらのローンは、3年から5年を満期とし、BNP Paribas、Bank of America、Crédit Agricole CIB²、ING、Natixis CIB、Société Générale、Wells Fargoなどの大手国際銀行との間で締結された。

融資された資金は、EDFのグリーンファイナンスの枠組み³に定義されるとおりの、フランスの既存の原子炉への稼働期間延長に係る投資の資金再調達に使用される。これらの投資は、欧州タクソノミーに合致する。

二酸化炭素を直接排出しない世界有数の発電業者⁴として、EDFはその水力発電および再生可能エネルギー発電容量に加え、原子力発電所に依拠して顧客の脱炭素化を可能にし、2050年までにカーボンニュートラルを達成することに貢献している。EDFグループは、2024年3月末現在において炭素集約度34g CO₂/kWhという新記録を樹立し、二酸化炭素排出量削減の軌道を堅固なものにしており、この軌道を1.5℃の地球温暖化というシナリオに合致するよう⁵、2023年11月に上方修正した。

またEDFは、一般目的の資金調達のための満期5年、300百万ユーロのバンクローンを締結した（注記32（2）を参照）。

2.2.4 ハイブリッド債の償還オプションの行使

EDFは2024年6月5日に、2018年10月4日に発行された額面1,250百万ユーロの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。

これらの社債は、目論見書に記載された条件に従って、2024年7月5日に早期償還された（注記23を参照）。

2024年9月10日の発表のとおり、EDFは2024年12月18日に、2013年1月25日に発行された額面1,250百万ユーロのハイブリッド債の償還オプションを行使する意向も発表した。これらの社債は、2025年1月29日に早期償還され、その結果、EDFは償還が確実であると判断し、2024年12月31日付で1,250百万ユーロを「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えた（注記23および32（4）を参照）。

2.2.5 額面30億ユーロのマルチ・トランシェ優先債の発行

EDFは2024年6月11日に、以下の3つのトランシェの優先グリーンボンドを発行し、30億ユーロを調達した（注記32（1）を参照）。

- ・ 10億ユーロの社債、満期7年、固定クーポン4.125％
- ・ 750百万ユーロの社債、満期12年、固定クーポン4.375％
- ・ 12.50億ユーロの社債、満期20年、固定クーポン4.750％

当該社債の純収入は以下のとおり、EDFのグリーンファイナンスの枠組み³に定義され、欧州タクソノミーに合致する投資の資金調達および／または資金再調達に割り当てられた。

- ・ 満期7年のトランシェ：フランスの既存の原子炉の稼働期間延長
- ・ 満期12年のトランシェ：再生可能エネルギープロジェクトおよび水力発電プロジェクト
- ・ 満期20年のトランシェ：エネルギー転換のニーズへの電力網の適応などに関連する配電

決済および交付は2024年6月17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。

-
- 1 一部はドル建てで発行。
 - 2 2022年10月に締結されたグリーンローンの延長を含む。
 - 3 同枠組みは、EDFウェブサイト上のサステナブル・ファイナンスのページにて閲覧可能。
 - 4 出典：ENERDATA 2022 - 発電業者の年次ベンチマーク。
 - 5 Moody's、MSCIおよびTPIによる軌道の評価を参照。

2.2.6 額面310百万スイスフランのマルチ・トランシェ優先グリーンボンドの発行

EDFは2024年8月21日に、以下の2つのトランシェの優先グリーン債を発行し、310百万スイスフランを調達した（注記32（1）を参照）。

- ・ 155百万スイスフランの社債、満期5年、固定クーポン1.5650%
- ・ 155百万スイスフランの社債、満期8年、固定クーポン1.7425%

当該社債の純収入は、EDFのグリーンファイナンスの枠組み¹に定義され、欧州タクソノミーに合致する再生可能エネルギープロジェクトおよび水力発電プロジェクトへの投資の資金調達および／または資金再調達に割り当てられた。

この取引は、エネルギー転換の資金を調達し、2050年までのカーボンニュートラル目標達成に貢献することを目指すEDFの戦略の一環を成す。

2.2.7 額面11.5億ユーロおよび500百万英ポンドのマルチ・トランシェ・ハイブリッド・グリーンボンドの発行

EDFは2024年9月10日に、以下の新規の永久超劣後グリーン債を発行した（注記23を参照）。

- ・ 500百万ユーロの社債、2029年度までの初期クーポン5.125%、EDFによる償還オプションを5.25年後とする。
- ・ 650百万ユーロの社債、2032年度までの初期クーポン5.625%、EDFによる償還オプションを8年後とする。
- ・ 500百万英ポンドの社債、2035年度までの初期クーポン7.375%、EDFによる償還オプションを11年後とする（2024年12月31日現在、英ポンド換算額は603百万ユーロに相当）。

この取引は、エネルギー転換の資金を調達し、2050年までのカーボンニュートラル目標達成に貢献することを目指すEDFの戦略の一環を成す。新規証券の純収入は、EDFのグリーンファイナンスの枠組み¹に定義され、欧州タクソノミーに合致する投資の資金調達および／または資金再調達に割り当てられ、特にフランスにおける既存の原子炉の稼働期間延長に関連する。

2.2.8 EDFによる既存のハイブリッド債の2トランシェに係る償還募集の開始

EDFは2024年9月10日に、以下に関する契約上の償還募集を開始した。

- ・ EDFによるファーストコール日が2026年1月22日であり、現在の流通額が1,000百万ユーロの永久超劣後債1,000百万ユーロ。
- ・ EDFによるファーストコール日が2026年1月29日であり、ユーロネクスト・パリの規制市場での売買が認められている、現在の流通額が1,250百万英ポンドの永久超劣後債1,250百万英ポンド。

EDFは2024年9月18日に償還募集の最終的な結果を発表し、これを受けて同日に以下が行われた。

- ・ 2013年1月に発行された当初1,250百万英ポンドの社債に関する621.3百万英ポンドの一部償還。すなわち、償還分を除く残存額面価額は2024年12月31日現在628.7百万英ポンドである（英ポンド換算額758百万ユーロ）（注記23を参照）。
- ・ 2014年1月に発行された当初1,000百万ユーロの社債に関する498.7百万ユーロの一部償還。すなわち、償還分を除く残存額面価額は2024年12月31日現在501.3百万ユーロである（注記23を参照）。

2.2.9 額面358億ユーロのマルチ・トランシェ優先「サムライ」債の発行

EDFは2024年10月18日に、以下の4つのトランシェの優先サムライ債を発行し、358億円を調達した（注記32（1）を参照）。

- ・ 283億円の社債、満期3年、固定クーポン1.172%
- ・ 75億円の社債、満期5年、固定クーポン1.423%

この取引は、今後の満期到来時の資金再調達を可能にすると同時に、明日のための低炭素電力システムの構築に全面的に注力するEDFの戦略の一環を成す。

¹ 同枠組みは、EDFウェブサイト上のサステナブル・ファイナンスのページにて閲覧可能。

2.2.10 額面500百万英ポンドの優先債の発行

2024年10月31日に、EDFは満期40年、固定クーポン6.5%の優先債を発行し、500百万英ポンドを調達した（注記32（1）を参照）。

当該発行の純収入に相当する額が、英国サマセットのヒンクリー・ポイントC用地における総発電容量3.26GWのEPR原子炉2基建設への投資の資金調達および／または資金再調達に割り当てられた。

これらの原子炉は、ライフサイクル分析が6g CO₂/kWh未満²と評価されており、2050年までに「排出量ネットゼロ」になるという英国の目標に決定的な貢献をもたらすことが見込まれる。その運転開始が待たれる中、EDFグループの英国子会社はすでに、2023年度以降、CO₂の直接排出のない発電を行っている。

2.2.11 EDFによるESG指標に連動した60億ユーロのシンジケート与信枠契約の発表

2024年11月29日にEDFは、満期5年で、1年を期間として2回更新できる60億ユーロのシンジケート与信枠契約を締結した。その費用は、ローンマーケット協会のサステナビリティ・リンク・ローン原則に則って、EDFグループの持続可能な開発に係る以下の3つのパフォーマンス指標に連動する。

- ・ 温室効果ガス直接排出量
- ・ 回避されたCO₂排出量
- ・ EDFグループにおける女性役員の比率

当該与信枠については、36の銀行がシンジケートを組成している。これは既存の40億ユーロおよび15億ユーロのシンジケート与信枠に置き換わるものである。

ESG指標に連動した当該与信枠は、公正なエネルギー転換に注力し、2050年までのカーボンニュートラル達成に貢献するというEDFのコミットメントに合致する。

2.3 その他の進展

2.3.1 企業計画

EDFは、EDFグループの企業計画「Ambitions 2035」を取締役会に提示した。その目標は、顧客に資する未来の電力システムを構築することである。脱炭素化の目標を達成するためには、再生可能エネルギーの間欠性および顧客の消費ニーズに対処できる柔軟な解決策を展開しながら、2050年までに世界のエネルギー構成に占める電力の割合を倍増させる必要がある。フランスや当グループが事業を展開するその他の国で脱炭素化を実現するために、EDFはこの計画を通じて、2035年までに欧州エネルギー部門のリーダーとしての地位を固めし、新しい電力革命の推進を図り、未来の電力システムを構築することで、脱炭素化された利用可能で競争力のある電力を顧客に提供することを目指す。

² EDFの2023年度一括登録書類のセクション1.2.3、1.3.2および3.1を参照。

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（CRE）に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

EDFグループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

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日付法律第2010-1488号により、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。

こうして、ピーク期間中の確実な電力供給を確保する目的で、発電容量メカニズムがフランスにおいて設定された（注記3.1を参照）。

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。それに対して、発電容量証書が付与される。

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。

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には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

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（CRE）の提案に基づいて、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、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。

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、域内電力市場の共通規則に関する欧州指令（EU）2019/944に準拠して、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益または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、住宅顧客または事業顧客向けに契約電力水準36,000VAまで確保されていた（「青色」料金）。フランスの2024年4月11日付法律第2024-330号および2025年1月15日付政令第2025-49号が適用されたことで、電力に関する水準は2025年2月1日から撤廃された。したがって、当該顧客は、電力が36kVAを超える用地についても規制販売料金を利用できる（「黄色」料金）。

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、エネルギー規制委員会は、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。

期間ごとの売上高の比較可能性は、下表に記載する2023年1月1日以後に導入された料金改定の影響を受けている。

CRE提案日	住宅顧客向け「青色」料金の 変更 (税込み/税抜き)	非住宅顧客向け「青色」料金の 変更 (税込み/税抜き)	料金決定日	適用日
2023/1/19	+15 % / +20 %	+15 % / +19.9 %	2023/1/31	2023/2/1
2023/6/22	+10 % / +10 %	+10 % / +10 %	2023/7/28	2023/8/1
2024/1/18	+9.5 % / +0.18 %	+5.7 % / -3.55 %	2024/1/29	2024/2/1
2025/1/15	-15 % / -22.61 %	-15.06 % / -22.67 %	2025/1/28	2025/2/1

2025年1月15日付決定において、CREは、2025年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金（税金を除く）の平均22.61%の引下げ、および非住宅顧客向け「青色」料金の平均22.67%の引下げを提案した。当該提案は、2025年1月28日の料金決定から適用されている。また、2024年12月20日付の省令では、2025年2月1日から適用される電力消費税が規定された。これらの変更が累積した結果、住宅および非住宅顧客減少「青色」料金（税金を含む）はそれぞれ平均15%および15.06%の引下げとなった。

2025年1月16日付決定において、CREは、契約電力が36kVAを超える用地の引受に適用される「黄色」および「緑色」料金の価格表を提案した。当該価格表は、電力水準の低い用地と同様に、フランスのエネルギー法第L.337-6条および第R.337-19条に定められたコストスタッキング方式を適用して設定されている。

電力緩衝措置

上限料金の対象とならない企業および地方当局を2023年度に支援するために、2022年12月30日付財政法第181条によって「電力緩衝」措置が導入されていたが、2023年12月29日付財政法第2023-1322号第225条は、2024年度の当該措置を延長および変更した。

2023年12月30日付政令第2023-1421号および第2023-1422号は、2024年度における電力緩衝措置の適用ルールを規定している。適格な顧客は、対象月の消費量の75%（小規模事業者は100%）に関して割引を受けるものとし（過去の消費量の90%を限度とする）、当該割引は、2024年度の契約における税およびTURPE料金を除いた変動分の平均価格と行使価格である250ユーロ/MWh（小規模事業者は230ユーロ/MWh）との差額として算出される。

「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つの議決を採択した（フランスの2021年4月23日付官報第0096号にて公布）。これらの料金は2021年8月1日から約4年間適用される。

2024年6月26日付決定第2024-122号において、CREは、2024年8月1日からのTURPE配電料金の平均+4.81%の引上げを提案した。2021年1月21日付決定第2021-13号においてCREが資産に係るマージンを2.5%、および追加の規制資本利益率を2.3%に設定していたことから、以前の改定率は2023年8月1日が+6.51%、2022年8月1日が+2.26%であった。

2024年8月31日付でフランス官報に公布された2024年8月29日付の書簡において、経済・金融・産業およびデジタル主権大臣付の産業・エネルギー担当大臣は、2025年2月1日に見込まれている規制販売料金の引下げを考慮し、特に料金安定性の観点からフランス政府のエネルギー政策の方針を反映したTURPE料金の変更に關する新しい決定をCREに要請した。CREは、2024年9月10日付で決定第2024-158号を公布し、当該決定の中で、これまで決定がエネルギー政策の方針を軽んじていないと考察したうえで、当該新決定の施行日を2024年11月1日に定めることを明示し、行政当局がフランス官報で当該新決定を公布するように要請した。この要請は実行された。

2025年1月15日付決定第2025-08号において、CREは、2025年2月1日からのTURPE配電料金の例外的な7.7%の引上げを提案した。この変更は、TURPE 6の最初の数年間に形成されたEnedisの収益費用調整勘定（CRCP）について、清算を前倒しすることを目的としている。この早期清算の目的は、2025年8月1日に発効するTURPE 7の配電料金の水準を変化させないことにある。

TURPE 7の配電料金

2025年2月4日、CREは、TURPE 7の配電料金に關する決定案を含む決定第2025-40号を公布し、TURPE 7の期間において、資産に係るマージン水準を2.5%、追加の資本利益率を2.9%、および借入利息を2.1%に設定した。補填が必要な費用について、現在利用可能な情報を基に、CREは、2025年2月1日の例外的な7.7%の引上げによって、2025年8月1日時点の予想費用については料金変更なしで補填でき、2026年、2027年および2028年8月1日の料金変更はインフレ率に近い水準になると示した。2025年8月1日時点で、電化費用償却基金（FACÉ）がTURPEからフランス国家予算に移転される場合、TURPE配電料金は1.92%引き下げられる見込みである。

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管理者から報酬を受け取る。

手数料の原則は、単一契約の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。

過去の顧客管理費用（2018年1月1日より前）に關する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて考慮され得る上限と考える金額を設定していた。

2017年12月30日付法律第2017-1839号は、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規定を導入した。

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。

配電網事業者間で配電費用を平準化する目的のもと、この料金で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、電力平準化基金（FPE）は、料金に考慮されていない電力網運営条件の格差から生じる費用の一部または全部を補償している。平準化メカニズムには、定率に基づくものと、電力財務諸表事業者の要請に応じてその決算の分析に基づき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。

2024年6月13日付決定第2024-97号において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2024年度について252百万ユーロと設定した。

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。

2023年10月に発効した発電容量メカニズムに係る規則の改定は、購入義務契約の早期解約および2025年以降の化石燃料を利用する容量市場への参加制限に係る枠組みを提供するものである。

2026年11月から新しい発電容量メカニズムを実施できるように、現行メカニズムの最終引渡年度である2026年度の期間が変更されているすなわち、現行メカニズムの2026引渡年度は「短縮」されて、2026年1月1日から2026年3月31日までとなる。

新しい発電容量メカニズムについては協議が行われており、その主な特徴として、単一の当事者（RTE）が供給力に係るコミットメントを購入する形で、電力供給確保に向けた購入が一元化される見込みである。この一元化と、入札回数を削減することにより、すべての関係者にとって市場のファンダメンタルズの透明性が改善することが見込まれている。このメカニズム変更は、フランス議会および（国家補助金に関連して）欧州委員会の承認を必要とする。

以下の引渡年度に向けて引渡年度前に行われた発電容量入札の結果から算出された平均価格は、以下のとおりであった。

引渡年度	2023年度	2024年度	2025年度
価格（ユーロ/kW）	45.6	27.1	14.7

2026年度の引渡しについて4回の入札が開催された。その結果は、4月15.5ユーロ/kW、9月6.1ユーロ/kW、10月3.5ユーロ/kW、12月2.5ユーロ/kWであった。

ARENH

制度の概要

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されたアクセスに関する制度（ARENH）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、42ユーロ/MWh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組み込んでいる。

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し、当該承認はまだ得られていない。

2022年4月から12月までの追加電力20TWhをめぐる係争

2022年初頭にフランス政府がEDFに課したこの制度の下で、適格代替供給業者は、256.98ユーロ/MWhの価格で同量をEDFに販売することを条件として、2022年4月1日から2022年12月31日の間に、46.20ユーロ/MWhの規制価格にて最大20TWhの電力を追加購入できた。代替供給業者がこの枠組み内で申請した電力量は19.5TWhにとどまった。

この措置によって当社は多大な不利益を被ったため、EDFは2022年8月9日に、国が権限を逸脱しているとし、当該措置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、2022年10月27日に、当該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。

国務院は、2023年2月3日に、当該措置に対するEDFの訴えを却下した。国務院の決定に対しては、上訴をすることができない。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2023年に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。かかる不利益の見積額は、EDFの抗弁趣意書の提出日である2023年10月13日の時点で79.6億ユーロである。

2024年度のARENH

2024年度に係るARENH割当については、2023年10月26日付決定第2023-330号において、エネルギー法（2022年10月29日付政令第2022-1380号により改正されたエネルギー法第R.336-14条）の要求事項に従いCREは、2024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取引量の割当方法およびARENH申請の評価基準（ARENH期間に代替供給業者が行ったARENH申請を検証し、必要に応じて修正する方法）を設定した。

CREは、EDFが支配する子会社（2011年4月28日付省令で規定されているとおり、電力網事業者を除く）の超過申請はすべて削減される旨、ならびにEDFが支配する子会社は、他の代替供給業者が受ける削減条件を含むARENH基本契約の条件と同一の条件で親会社と供給契約を直接締結できる旨を明記した。

2023年11月15日、決定第2023-333号において、CREは、実際の販売量に対してARENHの超過申請があった場合に、代替供給業者が支払うARENH価格補完（いわゆるCP2）の算出ルールの変更を決定した。当該変更により、ARENH期間における供給業者の超過申請に対する罰則がより抑止力のあるものとなった。

最後に、2024年度の引渡しに係る2023年11月の期間中のARENH申請は、合計130.45TWh（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-0.04TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計130.41TWhとした。さらに、CREは合計100TWhの限度量を遵守するために各供給業者の申請を削減した。削減後の割当率は最終的に76.68%となった。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（25.54TWh）。

2024年度に、CREはEDFに対してARENH引渡し中断に関する通知を3度行った。その内訳は、CREのCoRDiS（紛争処理および違約金に関する委員会）の決定によるものが2件、2024年10月31日に行われたSoweeからEDF SAへの資産完全移転によるものが1件である。2024年12月31日現在、この資産完全移転により、EDF SAの財務諸表に重要な影響は生じていない。これらの中断による累積量は7.3MWとなり、そのうち1.1MWがCoRDiSの決定によるものである。

2024年6月18日付で公布された政令第2024-556号は、ARENH価格補完に関して2024年財政法が導入した法律改正と整合性を取るために、エネルギー法の政令部分を修正した。2023年以降にARENH引渡しで回収したCP1価格補完額は、代替供給業者の間で配分されなくなり、公共サービス料金からの控除としてEDFに支払われる。この修正は、EDFの損益計算書に影響を与えない。

2024年6月26日、CREは、ARENH価格補完に関する決定第2024-125号を公表し、CP1は555.1百万ユーロ、CP2は0.5百万ユーロとした。

最後に、2025年度の引渡しに係る2024年11月の期間中のARENH申請は、合計135.04TWh（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4社の供給業者に関して一部の申請を下方修正（合計-0.11TWh）し、CREが有効と認めた申請量を合計134.93TWhとした。さらに、CREは合計100TWhの限度量を遵守するために各供給業者の申請を削減した。削減後の割当率は最終的に74.12%となった。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（22.7TWh）。

12月5日にフランス官報に公布された2024年11月29日付政令では、ARENH基本契約が修正され、特に、以前の政令の付録に一部変更が加えられた。

ARENH後の市場枠組み

2025年財政法第17条に定められた新しい枠組みでは、価格が高騰した場合の顧客保護を補完する目的で、過去に原子力発電所において核燃料利用分の年間エネルギー純収益が所定の水準を上回った場合に、EDFが当該収益から一定割合の拠出金を支払う規定になっている。具体的にこの措置では、原子力発電所の収益から拠出金が発生する閾値として、課税閾値と上限閾値の2つを設定しており、拠出率はそれぞれ50%、90%に定められている。当該閾値は3年ごとに省令によって定められ、CREによって評価された既存の発電所の電力発電総費用を基にして、5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWhを加算した値が課税閾値、35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhを加算した値が上限閾値となる。EDFは、2023年11月の合意に基づく閾値である78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWh（共に2022年のユーロ）が遵守されるか引き続き注視していく。

3.2 売上高の内訳

売上高の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
エネルギー売上高*	69,717	87,413
-電力	59,555	71,249
-ガス	10,162	16,164
サービスおよびその他の売上高	2,618	2,878
売上高	72,335	90,291

*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117億ユーロの減少は主に、最終顧客への販売の減少に起因する。この変動は、天候の悪影響および顧客ポートフォリオのわずかな減少に関連した量的効果、ならびに主に規制料金販売および市場価格契約への価格効果に起因している。

- 規制料金販売に関しては、価格効果は有利なものであり、2023年2月1日からの料金改定（住宅顧客向け「青色」料金+20.0%および非住宅顧客向け「青色」料金+19.96%）（これは電力に係る内国消費税（TICFE）の引下げにより税込15%の引き上げにとどまった）および2023年8月1日からの料金改定（住宅顧客向け「青色」料金+10%および非住宅顧客向け「青色」料金+10%）に起因している。
- 市場価格契約については、2024年度に見られた市場価格の低下が、売上高の減少の主な理由である。この減少は、規制料金に関して確認された有利な影響を上回っていた。

売上高の減少はまた、購入義務への不利なエネルギー価格効果にも関連している。

ガス売上高の60億ユーロの減少は主に、2024年度の市場価格の下落に伴うEDF Tradingへの販売量の減少に関連している。

注記4 営業補助金

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
営業補助金（受取）	6,928	14,198

営業補助金は主に、2024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、これにより財務諸表上、2024年度において6,861百万ユーロ（2023年度14,126百万ユーロ）の収益が認識された。詳細は以下のとおりであった。

- 購入義務に関する補償に係る収益3,018百万ユーロ（2023年12月31日現在2,193百万ユーロの費用）。2023年度において、購入義務の対象となる公共サービス費用は、市場価格が非常に高い水準にあって政府が保証する支援価格を上回っていたことから、マイナスであった。

- ・ 最終顧客への支援措置に関連する収益の喪失を補うための収益1,562百万ユーロ（2023年度は13,992百万ユーロ）。電力の上限料金措置（2024年1月31日に終了した）に関しては1,730百万ユーロであり、電力緩衝措置の下で生じた支払費用（168）百万ユーロが差し引かれた。ガスの上限料金措置は2023年7月に終了したため、2024年12月31日現在で補助金は一切計上していない。
- ・ 非相互接続地域および連帯地域に関連する収益2,281百万ユーロ。

CSPEの収益に対応する額は、2024年12月31日現在、その他の負債に計上されている（注記18（2）を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）

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は、フランスの2015年改正財政法により導入された改革の成果であった。公共電力サービス費用は2021年1月1日以降、国の一般予算により補償されているが、当初の2024年財政法以降はARENH価格補完によって部分的に補償されている。

2024年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2024年財政法は、49億ユーロの予算計画（P 345）「公共エネルギー・サービス」を定めた。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に基づいて発生する追加コスト（購入義務および追加報酬）、消費者の電力購買力の保護に伴う費用（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。割り当てられた財源は2024年2月の2億ユーロ削減を受けて47億ユーロとなった。

電力消費税（旧称は電力の最終消費に係る内国税（TICFE）、顧客への請求書上では公共電力サービス拠出金（CSPE）と表示されていた）からの税収は、一般予算に直接含まれる。電力消費税は、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供給業者により直接徴収されるか、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。

電力消費税の水準は、住宅顧客の通常料率が32ユーロ/MWhに設定されている。また、法令では企業向けに事業および消費に応じて特別料金、軽減料率および免除も定められている。しかし、消費者の電力購買力の保護措置が維持されたことため、2024年2月1日以降、通常料率の対象となっている住宅顧客向けには料率21ユーロ/MWhが適用されている。

公共電力サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令第2016-158号および2024年財政法の規定に従い、CREは2024年度に2つの決定を公表した。1つ目の2024年7月11日付決定第2024-139号は、EDFの公共サービス費用の2025年度予測、2024年度の改定費用予測および2023年度に計上された実績費用の評価を規定している。2つ目の2024年12月5日付決定第2024-216号は、上限料金措置および緩衝措置に関して、2024年度および2025年度に補償される公共電力サービス費用の再評価に関連している。

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、INB税、解体費用および従業員配置転換費用）の大部分（解体を除く）についての閉鎖後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年間の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、2026年度に見込まれている解体に係る政令の発効まで、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。

注記5 引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度	2023年度
リスク引当金の戻入	25	131	290
リスク引当金の繰入	25	(88)	(251)
リスク引当金純額		43	39
年金および類似債務	28	683	777
使用済核燃料管理	26	1,113	913
放射性廃棄物長期管理	26	348	325
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	26	274	224
火力および水力発電所の廃止	27	71	62
その他費用引当金 ⁽¹⁾	29	205	1,947
費用引当金の戻入		2,694	4,248
年金および類似債務	28	(466)	(674)
使用済核燃料管理 ⁽¹⁾	26	(4,058)	(2,475)
放射性廃棄物長期管理 ⁽²⁾	26	(869)	(21)
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	26	(399)	(294)
火力および水力発電所の廃止	27	(131)	(42)
その他費用引当金 ⁽¹⁾	29	(70)	(1,093)
費用引当金の繰入		(5,993)	(4,599)
費用引当金純額		(3,299)	(351)
減損の戻入		363	335
減損の計上 ⁽³⁾		(735)	(489)
減損純額		(372)	(154)
引当金および減損の戻入額		(3,628)	(466)
戻入額合計		3,188	4,873
繰入額合計		(6,816)	(5,339)

(1) 2024年度にEDFは、使用済核燃料貯蔵の業界シナリオ見直しに関連して、使用済核燃料管理引当金に3,291百万ユーロの追加繰入を行った（注記26（1）および26.1を参照）。

2023年度に、EDFは、2024年から2026年についての再利用処理契約の変更に關してOrano Recyclageとの間で進行中の交渉に関連するその他の費用引当金に1,026百万ユーロの追加繰入を行い、引当金合計は2023年6月30日現在で1,880百万ユーロに達した。2024年から2026年についての将来の変更に係る原則に関する契約が2023年9月に締結されたことに伴い、1,880百万ユーロのその他の費用引当金の全額が戻入られた。2024年から2026年の将来の変更に關連する費用の評価を反映するために、その他の費用引当金の代わりに、2,216百万ユーロの使用済核燃料管理引当金への追加繰入が計上された。

(2) 2024年度にEDFは、高レベルおよび長期中レベル廃棄物貯蔵（Cigéo）費用の変更に關連して放射性廃棄物長期管理引当金に775百万ユーロの追加繰入を行った（注記26（1）および26.2を参照）。

(3) 2024年度にEDFは、NUWARDプロジェクトに關連する無形資産の全額（補助金控除後）を減損処理するために、115百万ユーロの減損を計上した。（注記14（2）を参照。）

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)	2024年度	2023年度
その他の営業収益	1,156	1,169
費用振替額	88	126
その他の営業収益および費用振替額	1,244	1,295
その他の営業費用	(3,612)	(3,500)
その他の営業収益および営業費用ならびに費用振替額	(2,368)	(2,205)

2024年度のその他の営業費用は（3,612）百万ユーロ（2023年度（3,500）百万ユーロ）であった。これには特に、当年度中に使用または消費された省エネ証書に関連するコスト、バランスシート内の差額としてEDFがRTEに支払う金銭的補償、回収不能債権に係る損失、ソフトウェアのロイヤルティ、廃棄済資産の正味帳簿価額、水力発電移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が含まれる。

この電力生産者への追加報酬は、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。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ている。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負の補助金として返済しなければならない。一部の場合には、負の補助金に上限が適用されていた。2023年財政法第230条によって、当該上限は2022年1月1日から遡及的に撤廃された。

2025年1月24日付決定第2024-1119/1125号(QPC)において、憲法院は、再生可能エネルギー発電事業者が追加報酬契約の下で支払うこの上限額の撤廃を取り消した。ただし、この取消しの発効は延期され、最遅で2025年12月31日に定められた。払戻しが生じた場合には、CSPEメカニズムを通じて補償される見込みである。

2024年12月31日現在で、その他の営業収益および営業費用は、フェッセンハイム発電所の閉鎖に関連して以下から成る収益および費用も含んでいる。

- ・ 費用72百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費21百万ユーロ、商品およびサービス購入45百万ユーロ、給与税、エネルギー税および地方税などの税金6百万ユーロ）。
- ・ 閉鎖後に発生が見込まれる費用に関して協定において定義されている補償額36百万ユーロ。これは注記4に記載のとおり損益計算書上、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、冷氣、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、当初3年間、2018年度以降は4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向上への支援、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、フランスのブランコンタブルジェネラルに関するANC規則第2014-03号（2024年7月5日付規則第2024-02号により改正）の第616-1条から第616-23条に準拠して、省エネ証書の会計処理を行っている。

EDFは、省エネに関する規制上の要件を満たすために省エネ証書を保有している。従って、EDFは、ANC規則第2014-03号に定義された「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五期（2022年から2025年）は、2022年1月1日に開始した。政令第2021-712号は、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MWh当たり当初の15ユーロから20ユーロに引上げ）。

しかし、取組みの勢いを高めるために、フランスの気象エネルギー総局（以下「DGEC」）は2022年10月27日付政令第2022-1368号により、第五期開始からわずか10か月後に当たる2023年1月1日から、第五期の制度義務を以下のとおり引き上げた。

- ・ 「標準」義務：当初1,770TWhcに対し1,970TWh、および2023年から2025年の期間は+200TWhc

・ 「エネルギー貧困」義務：当初730TWhに対し1,130TWh、および2023年から2025年の期間は+400TWh
期間中の規制変更は対象参加者に適応を強いることに留意されたい。

注記7 購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
購入燃料使用分 ⁽¹⁾	3,118	5,541
エネルギー購入 ⁽²⁾	25,954	46,812
うち、電力	17,162	31,758
うち、ガス	7,953	13,992
サービスおよびその他購入品使用分 ⁽³⁾	19,116	19,033
購入およびその他の対外費用	48,188	71,386

(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重油）および核燃料サイクルに関連するサービスの購入に関連するコストを含んでいる。購入ガス使用分は、コンバインドサイクル・ガスによる発電の減少を背景に、減少している。

この項目は、温室効果ガス排出証書の使用分（注記17を参照）も含む。

－ 2024年12月31日現在、排出量は3百万トン（2023年12月31日現在は4百万トン）であった。

－ 2024年度にEDFは、2023年度中に発生した排出に関して4百万トンを提出した（2023年度は、2022年度中に発生した排出に関して6百万トンを提出した）。

(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。電力購入の減少は主に、原子力発電量の向上による購入量の減少に起因する（注記2.1.7参照）。

ガス購入に関して確認された減少は、大部分が国際市場で行われた購入に関係している。

(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2023年度から2024年度にかけて595百万ユーロ減少し、2023年度はフラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する費用181百万ユーロ（2023年度は454百万ユーロ）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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
給与税	201	188
エネルギー関連の税金	1,120	1,083
地域経済拠出金	449	453
資産税	328	298
その他税金	368	348
法人所得税以外の税金	2,466	2,370

EUメカニズム「発電量に対するインフラマージナル・レント（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・レントを導入するものである。

このインフラマージナル・レントは、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、このインフラマージナル・レントは2022年12月1日から2023年6月30日まで閾値180ユーロ/MWhにて適用されたが、一部の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。

フランスにおいて、この制度の期間は2024年財政法第80条によって2024年1月1日から2024年12月31日までの期間に延長されており、発動閾値および算定方法に修正が加えられた。当該制度では、収益の50%（以前は90%）に対して課税がされ、ある期間に不足額が生じた場合は、その一定割合を以後の期間に繰り越すことが引き続き可能である。

過年度からの繰越欠損金により、EDFによる2024年度に係る税金の支払いは予定されていない。

注記9 人件費

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
給与・賃金	4,540	4,244
社会保障費	2,935	2,827
人件費合計	7,475	7,071

人件費の増加は特に、インフレ経済下において導入された昇給措置の影響および2023年度と比較しての平均従業員数の増加に関連する。これらはまた、2023年度には、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する例外的費用41百万ユーロも含んでいたが、2024年度にはそれに相当するものはない。

	2024年度		2023年度	
	管理職	その他	合計	合計
IEG従業員	30,532	29,363	59,895	58,407
その他	1,034	4,052	5,086	4,779
平均従業員数	31,566	33,415	64,981	63,186

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)	2024年度	2023年度
無形資産償却費	389	384
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有	4,213	3,782
－委譲運営*	358	344
減価償却費および償却費合計	4,960	4,510
その他の減価償却費および償却費	29	30
減価償却費および償却費合計	4,989	4,540

* この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

注記11 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2024年度	2023年度
投資による収益 ⁽¹⁾	4,719	3,035
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	1,952	1,592
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	(4,309)	(4,191)
－ヘッジ後の長期金融負債に係る費用 ⁽²⁾	(3,322)	(3,084)
－その他 ⁽³⁾	(987)	(1,107)
為替差損益 ⁽⁴⁾	(153)	(565)
市場性のある有価証券売却損益	(388)	(37)
引当金の増減および費用振替額	(3,631)	(8,779)
－従業員給付に係る割引費用	(808)	(914)
－原子力引当金に係る割引費用 ⁽⁵⁾	(1,753)	(2,489)
－専用資産の投資有価証券に係る引当金 ⁽⁶⁾	272	832
－市場性のある有価証券の減損 ⁽⁶⁾	289	178
－投資有価証券に係る引当金 ⁽⁷⁾	(1,959)	(7,323)
－為替差損に係る引当金 ⁽⁸⁾	6	638
－引当金、減損の戻入額および費用振替額	397	368
金融損益	(1,810)	(8,945)

(1) 受取配当金は、主に以下に関係している。

- － EDF Holding (EDF Tradingの持株会社) (2024年度3,704百万ユーロ、2023年度947百万ユーロ)
- － C3 (EDF Investissementsグループの持株会社) (2024年度257百万ユーロ、2023年度130百万ユーロ)
- － CTE (RTEの持株会社) (2024年度119百万ユーロ、2023年度174百万ユーロ)
- － EDF Production Électrique Insulaire (PEI) (2024年度107百万ユーロ、2023年度123百万ユーロ)
- － EDF Nam Theun Holding (2024年度84百万ユーロ、2023年度32百万ユーロ)
- － EDF Développement Environnement (EDEV) (2024年度52百万ユーロ、2023年度23百万ユーロ)
- － Framatome (2024年度51百万ユーロ、2023年度40百万ユーロ)
- － C93 (2024年度39百万ユーロ、2023年度相当するものなし)
- － EDF Immo (2024年度37百万ユーロ、2023年度19百万ユーロ)
- － Eureizen (2024年度35百万ユーロ、2023年度相当するものなし)
- － C74 (2024年度7百万ユーロ、2023年度84百万ユーロ)
- － C81 (2024年度1百万ユーロ、2023年度47百万ユーロ)
- － Enedis (2023年度1,258百万ユーロ、2024年度相当するものなし)

(2) 利息費用の増加は、借入コストの増加に起因する。

(3) この項目は主に、短期負債に係る金融費用に関係する。

(4) 2024年12月31日現在、為替差損益は主に、永久劣後債の償還取引に関連する外国為替の影響を含んでいる（注記23を参照）。

(5) 2024年度は、割引の影響は、割引の解消に係る費用（2,267）百万ユーロおよび資産の裏付けがない引当金についての割引率の変更の影響（注記26.5を参照）514百万ユーロから構成されている。

2023年度は、割引の影響は、割引の解消に係る費用（2,109）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2023年度の経済状況を反映した見積り調整の影響（396）百万ユーロから構成されていた。

(6) この変動は、2024年度および2023年度の有利な金融市場動向によるものである。

(7) EDF Développement Environnement (EDEV) の投資有価証券の減損引当金繰入額1,330百万ユーロ、およびEDF Internationalの投資有価証券の減損引当金繰入額390百万ユーロの認識を含む（注記16.1（4）を参照）。

(8) 注記25(1)を参照。

注記12 臨時損益

2024年12月31日現在、臨時損益は差引703百万ユーロであった。その主要項目は以下のとおりである。

- ・ ポートフォリオ運用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583百万ユーロ。
- ・ 税務上の減価償却超過額の純戻入額169百万ユーロ。

2023年12月31日現在、臨時損益は差引272百万ユーロであった。その主要項目は以下のとおりであった。

- ・ 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100百万ユーロ。
- ・ 税務上の減価償却超過額の純戻入額128百万ユーロ。

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～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2024年度において、Enedis、EDF International、EDF RenewablesおよびDalkiaを含む320社の子会社から構成されている。

13.2 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、2024年度に、繰越欠損金1,377百万ユーロの算入後、（1,083）百万ユーロの法人所得税費用（2023年度は（1,831）百万ユーロの所得税費用）を計上した。

この費用の内訳は以下のとおりである。

- ・ 2024年度の課税所得に係る税金費用（1,131）百万ユーロ
- ・ 臨時損益に係る税金費用（109）百万ユーロ
- ・ 結納税から生じた調整に対応する税金収益157百万ユーロ

「第2の柱」ルール

法人所得税の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15%の導入（「第2の柱ルール」）が135を超える国によって2021年度に世界的に合意された。

2022年12月15日に欧州連合が「第2の柱」指令を採択したことを受けて、OECDは12月20日に、2026年12月31日までの会計年度のみに適用される簡素化措置を公表した（実際、EDFグループにおいては2024年度から2026年度）。かかる期間において、事業を営む国ごとに一定の条件を遵守することを条件とし、各グループは「第2の柱」ルールに従い追加税の計算を免除される。2024年財政法は当該新ルールをフランスで国内法化しており、2024年度を適用初年度として、2026年6月に申告書を提出することになっている。

2024年度にEDFグループは、「第2の柱」ルールの評価作業を完了した。EDFグループの連結財務諸表における同ルールの影響は、EDF SAの財務諸表と同様に、重要なものではない。

13.3 繰延税金

繰延税金は、個別の財務諸表上では認識されていない。繰延税金は、各項目の会計上の基準額と税務上の基準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、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	2023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⁾	(17,803)	(17,412)	(391)
－金融商品および未実現為替差益	(6,510)	(3,078)	(3,432)
－その他	(1,535)	(1,588)	53
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(25,848)	(22,078)	(3,770)
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益	4,603	2,653	1,950
－その他	3,674	3,393	281
標準税率を適用される繰延税金負債合計	8,277	6,046	2,231
－未課税資産譲渡益	-	-	-
－15%課税の損失引当金繰入額	(71)	(61)	(10)
軽減税率を適用される繰延税金資産合計	(71)	(61)	(10)
繰延税金の基準額	(17,642)	(16,093)	(1,549)
標準税率による将来の未収税金	9,259⁽²⁾	10,234	(975)
軽減税率による将来の未収税金	11	9	2

(1) 主に、雇用後給付に関係する。

(2) 連結納税において繰越すべき欠損金47億ユーロおよび2024年12月31日現在有効な標準税率による繰延税金46億ユーロを含む。

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）形態のソフトウェア使用に関して支払われるロイヤルティは、サービスの提供時に費用計上される。アクセス権（SaaS）を通じて使用可能なソフトウェアの実装費用（構成、適応、設定、インターフェイスを含む）は、ITソリューションに関する2023年11月10日付 ANC規則第2023-05号を適用して資産計上され、償却される。

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。

無形資産純額の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在 累計額	増加	減少	2024年 12月31日 現在 累計額
ソフトウェア ⁽¹⁾	3,306	440	115	3,631
その他 ⁽²⁾	478	92	-	570
開発中の無形資産 ⁽³⁾	1,943	1,427	462	2,908
総額	5,727	1,959	577	7,109
ソフトウェア ⁽¹⁾	(2,082)	(506)	(114)	(2,474)
その他 ⁽²⁾	(183)	(142)	-	(325)
開発中の無形資産	(14)	(10)	(14)	(10)
償却および減損	(2,279)	(658)	(128)	(2,809)
純額	3,448	1,301	449	4,300

(1) 2024年12月31日現在、「ソフトウェア」の項目には、アクセス権（SaaS契約）を通じて使用可能なソフトウェアの実装費用、および2023年11月10日付ITソリューションに関するANC規則第2023-05号の適用の下での関連減価償却費が含まれるが、その金額は少額である。

(2) 2024年12月31日現在、「その他」には、2023年度に運転を開始したSMR（小型モジュール型原子炉）に関連する調査166百万ユーロが含まれる。これらの調査は、プロジェクトの新しい戦略の方針を受けて、2024年度に現時点の資産計上累計額（補助金控除後）の全額（115）百万ユーロが減損された（以下の詳細および注記5（3）を参照）。

(3) 2024年12月31日現在、開発中の無形資産には、特に、EPR 2に関する調査2,344百万ユーロ（2023年12月31日現在1,446百万ユーロ）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技術を織り込んでいる。

この原子炉の設計開発はEDFが行っており、関連する安全性に係る主要オプションは2019年度にASNから承認された。

EPR 2は、出力（フラマンヴィル3を除く現在稼働中の原子炉のなかで最大出力モデルであるN4シリーズの1450MWに対し1650MW）、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。2024年12月21日に初めて電力網に接続され、2025年度に運転開始予定のフラマンヴィル3 EPRにて、出力引上げを確認していく見込みとなっている。

2022年2月10日に、フランス大統領は2035年までのEPR 2原子炉6基の建設および2050年までのEPR 2原子炉8基の増設に向けた調査を行うプログラムの開始を発表した。大統領はまた、2035年から2040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。

2023年6月29日、EDFは、パンリーにおける最初のEPR 2原子炉1組の建設作業開始に必要な承認手続き、ならびにその実現および送電網への接続に必要なその他の行政手続きに着手したことを発表した。EDFはパンリー（ノルマンディ）、グラヴリーヌ（オー＝ド＝フランス）およびビュジェ（オーヴェルニュ＝ローヌ＝アルプ）の用地で順に3組のEPR 2の建設を提案している（フランス大統領府の2023年7月19日付プレスリリースを参照）。

EPR 2プログラムの最終投資決定（FID）が下されるまでの間、EDFは2024年2月15日の取締役会により、2024年度末まで開発作業を継続する許可が与えられ、約12億ユーロの追加予算が付与された。その結果、EPR 2プログラムの開発予算は累計で3,042百万ユーロとなった。

2024年度には、EPR 2プロジェクトにおける重要なマイルストーンがいくつか達成された。すなわち、7月の技術的成熟度のレビューにより、原子力施設の「詳細設計（detailed design）」への移行というマイルストーンが達成されたこと、主要部品の製造開始が許可されたこと（技術的成熟度が達成され、ASNの検査ポイントが正式に解除された。）、およびパンリーの海洋財産使用契約を許可する政令の7月6日付官報公布により、用地の準備作業を2024年7月に開始できるようになったことである。グラヴリーヌおよびビュジェのプロジェクトは積極的に準備が進められている。グラヴリーヌの公開討議は、2024年9月17日から2025年1月17日まで開催された。国家公開討議委員会（CNDP）はビュジェのプロジェクトを付託されて、こちらについても2025年度上半期に討論の開催を決定した。競争力計画、技術的成熟度レビュー、資金調達、資産に係る規制およびプログラムの統合に関する作業が進められており、最終投資決定に向けた行程の一環として、新原子炉の建設に関する省庁間委員会（DINN）などを通じてフランス政府と定期的な意見共有が行われている。国による会計監査は2025年度に行われることになっている。

2024年12月31日現在、このプロジェクトは無形資産2,344百万ユーロ（注記14（3）を参照）および有形資産375百万ユーロ（注記15（2）を参照）から構成されている。

2024年12月18日に承認された当グループの2025年度予算では、新フランス原子力（NNF）プログラムに基づき、2025年度に11億ユーロの支出が予定されている。2025年2月5日に開催された取締役会では、2025年1月27日に開催されたコミットメント委員会でも表明された意見が考慮された。当該委員会は、2026年度末の最終投資決定に必要な作業および当該プログラム関連の優先事項（設計の成熟度、許認可取得の進捗状況、資金調達の取り決めなど）に重点が置かれていることを踏まえ、この支出水準を適切であるとみなしている。

フランスの小型モジュール型原子炉（SMR）プロジェクトNUWARD

基本設計フェーズは、2024年度上半期に継続され、この期間に、設計および市場ポジショニングを深く検討することができた。こうして得られた知見を踏まえて、実証済み技術を基盤に新設計を考案する新しい戦略方針が採用されることになった。

当該方針は、子会社NUWARDが蓄積した技術的、産業的、および商業的な知識、ならびに当グループが原子力および加圧水型炉（PWR）技術の分野で有する知見に基づく予定となっている。EDFグループは、欧州および世界のエネルギー移行および製造業者のニーズを支援するために、子会社NUWARDと協力して第3世代のSMRを提供する戦略を継続する。

2024年4月26日、欧州委員会は、NUWARDによる小型モジュール型原子炉の開発および研究を支援するためのフランス政府の補助金を許可しており、2024年度上半期に子会社NUWARDは75百万ユーロを受給した。

2024年12月31日現在、当グループは、これらの要素を勘案し、当該プロジェクトの資産計上額に対する減損（補助金控除後）を認識した。これらはそれぞれEDF SAおよび子会社NUWARDの財務諸表に計上されている。EDF SAは、概略予備計画フェーズに投入された金額に関して無形資産の減損（115）百万ユーロを計上した（注記5（3）および14（2）を参照）。

注記15 有形固定資産

会計原則および会計処理方法

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。これらの費用は当該義務に対して計上された引当金の見合いとして資産に計上される。当初認識時に、これらの資産は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。

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される。

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る。

これらは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、会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

委譲資産については、減価償却期間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年以後に署名された委譲契約は、2017年に全国委譲元当局連合会（FNCCR）およびフランス都市との間で協議された2017年枠組み契約に従っており、その他の委譲は1992年にFNCCRとの間で署名された（2007年に更新された）枠組み契約に従っている。

委譲資産は、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年から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36件の更新を行っていない。したがって、これらの委譲はその満了以来、法律に定められる「継続延長」の状態にある。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、有効な更新まで運営の継続性を確保するため、「当該委譲は、新たな委譲が行われるまでの間、既存の条件にて延長される」（フランスのエネルギー法第L.521-16条第3段）。

このような状況において委譲が運営される場合には、2019年以降の「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、以下のとお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大きく下回る場合に、差額相当額が「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、年次で更新されるシナリオ作成手続内で立てられた長期の仮定を基礎として見積られる。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、需給バランスの基礎的なモデルと組み合わせ、分析的に構成される。EDFは、各仮定の対象について、特に外部機関の分析に依拠する（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）。こうしたシナリオは、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等の公的エネルギー・気候政策の目的に基づいており、EDFは、IEA、IHS、Wood Mackenzie、Aurora等の組織が作成したシナリオと当該シナリオを比較し、その際に個々の分析機関自体が、さまざまなマクロ経済環境に対応する円錐状のシナリオを提示していることを考慮する。
 - 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可能性がある。

- 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
- 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された成長率

有形固定資産純額の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在 累計額	増加	減少	2024年 12月31日 現在 累計額
土地、建物および土地改良	12,856	305	88	13,073
原子力発電所	70,503	5,080	2,024	73,559
電力網以外の機械および設備	13,687	421	146	13,962
EDF所有電力網	1,230	30	3	1,257
その他有形固定資産	1,860	124	83	1,901
EDF所有有形固定資産	100,136	5,960	2,344	103,752
土地、建物および土地改良	11,023	87	7	11,103
電力網以外の機械および設備	1,994	93	53	2,034
委譲電力網	3,656	183	15	3,824
その他有形固定資産	27	-	-	27
委譲運営有形固定資産(1)	16,700	363	75	16,988
建設中の有形固定資産(2)	22,759	7,350	6,519	23,590
総額(3)	139,595	13,673	8,938	144,330
土地、建物および土地改良	(8,580)	(326)	(78)	(8,828)
原子力発電所	(48,001)	(3,636)	(2,055)	(49,582)
電力網以外の機械および設備	(10,283)	(411)	(141)	(10,553)
EDF所有電力網	(651)	(33)	(3)	(681)
その他有形固定資産	(1,309)	(138)	(81)	(1,366)
EDF所有有形固定資産	(68,824)	(4,544)	(2,358)	(71,010)
土地、建物および土地改良	(7,104)	(161)	(4)	(7,261)
電力網以外の機械および設備	(1,168)	(35)	(31)	(1,172)
委譲電力網	(1,548)	(101)	(13)	(1,636)
その他有形固定資産	(16)	(2)	-	(18)
委譲運営有形固定資産	(9,836)	(299)	(48)	(10,087)
建設中の有形固定資産	(33)	(139)	(140)	(32)
減価償却および減損	(78,693)	(4,982)	(2,546)	(81,129)
純額	60,902	8,691	6,392	63,201

(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設備（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、注記2.1.2を参照）ならびにEPR発電所（フラマンヴィル3）の建設に関係している。2024年12月31日現在、応力腐食現象に係る資産計上されたコストは219百万ユーロである（注記2.1.3を参照）。2024年12月31日現在、開発中の有形固定資産には、特に、EPR 2に関する資産375百万ユーロ（2023年12月31日現在78百万ユーロ）も含まれている。

(3) 2024年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの有形固定資産計上価額は、13,156百万ユーロである（すなわち建設中の有形固定資産12,842百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産314百万ユーロ）。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863百万ユーロ、ならびにフラマンヴィル・プロジェクトに関連したその他の有形資産1,222百万ユーロが含まれる。2024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94百万ユーロである。

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3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加費用は、資産の製造原価に算入できない異常コストである。これらは費用に計上され、2024年度について、サービスおよびその他購入品使用分181百万ユーロとなった（注記7（3）を参照）。これらの費用の累計額は23億ユーロである。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。また、2024年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの無形資産計上額は、59百万ユーロ（稼働中の無形資産53百万ユーロおよび開発中の無形資産6百万ユーロ）である。また、2024年度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13,215百万ユーロである（注記2.1.1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に記載したとおり、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1300MWの原子炉20基、1450MW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1300MW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年から2028年を対象とするフランスの複数年エネルギー計画（PPE）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。これが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与える影響は重要でない。現在修正プロセスにあるフランスのエネルギー・気候戦略の枠組みで、次のPPEが2025年に採択される可能性があることを念頭に入れつつ、上記の仮定は2024年12月31日現在で維持されていた。

フランスのコルドメ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、2021年12月31日の決算日以降、2026年に繰り上げられた。

EDFは2024年9月、コルドメ石炭火力発電所のバイオマス転換プロジェクトの実施に必要な技術的および経済的条件が満たされなかったため、2027年にコルドメ石炭火力発電所の発電を停止することを検討していると発表した。当該プロジェクトは、従業員代表団体の協議を条件としている。

資産に係る減損テスト

EDFの発電所群を形成する異なる発電施設（原子力、火力および水力発電所）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にはフラマンヴィル3発電所の正味帳簿価額13,073百万ユーロ（総額13,215百万ユーロ（注記15（3）を参照）、うち稼働367百万ユーロ、減価償却142百万ユーロ）が含まれる。

2024年度には、フランスの発電所CGUに減損の兆候は識別されなかった。

しかし、電力価格の下落を勘案して、回収可能価額が更新された。

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、2024年12月31日現在6.9%（2023年12月31日現在7%）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。

原子力資産に関しては、当グループはベンチマーク・モデルにおいて、900MWおよび1300MW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。この減価償却期間は2024年12月31日現在の財務諸表で資産の減価償却に適用されている期間と整合しているが、50年を大きく超えて発電所を稼働させることがEDFの業界戦略である。回収可能価額には、フラマンヴィル3の直近の予測も織り込まれている（計画稼働期間は60年を予定）（注記15（3）を参照）。

2025年度について、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2023年度末現在より低下）および契約済みヘッジ、ならびに代替供給業者へ引渡した最大100TWhのARENH電力量（配電網事業者へは26TWh）およびARENH価格42ユーロ/MWhを考慮している。

ARENH後の期間については、2023年11月14日付の政府の発表により、78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWhという課税閾値が定められており（共に2022年のユーロ）、当該閾値を上回った場合にそれぞれ収益の50%、90%が課税率として適用される。当該課税を適用するための閾値水準を明記した規則文書が存在しないことから、以上の要素は重要な仮定として2024年12月末現在の回収可能価額の見積りに組み込まれた。2025年財政法の枠組み内で採択された規定では、これらの閾値は3年ごとに省令によって定められうるものとされており、CREによって評価された過去の発電所の電力発電総費用を基にして、課税閾値については5ユーロ/MWhから25ユーロ/MWhの間、上限閾値については35ユーロ/MWhから55ユーロ/MWhの間の金額を加算した額となる。EDFは、2023年11月の合意に従って、閾値である78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWh（共に2022年のユーロ）の遵守を引き続き注視する。

新市場組織は、電力卸売市場で現在提案されている短期商品およびPPA EnR（再生可能エネルギー電力購入契約）に加えて、中期商品（満期が4年から5年の年間ベースロード電力）の展開を目指している。当該中期商品によって、EDFおよびすべての電力供給業者は、最大5年の期間の予見性および安定性を顧客にもたらす供給計画を提供できるようになる。

さらに、EDFは、一部の電力集約型顧客に対して、既存原子力発電に基づく長期的な産業パートナー契約（原子力発電割当契約）を提供する。テストによる回収可能価額は減少したが、依然として正味帳簿価額を大きく上回っている。

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
- ・ ARENH後の規制
- ・ 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

感応度分析

これらの主要な仮定について、個別の感応度分析が行われ（WACCの50ベース・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、投資ないし営業費用の増加、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€/TWh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。

不利なシナリオの感応度の例を挙げると、発電期間全体にわたって年間10TWh減少した場合、回収可能価額に（38）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

WACCが50ベース・ポイント上昇した場合、回収可能価額に（34）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

発電期間全体にわたって投資が10%増加した場合、回収可能価額に（39）億ユーロのマイナスの影響が生じる。

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まれる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含まれる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

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。

関連がある場合には、使用価値は、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割引予測将来キャッシュ・フローによって決定される。

- 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、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。

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

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、その目的を踏まえて、他の資産または投資の管理から分別されている。これらの資産は、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。

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、額面価額で表示される。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)	2024年 12月31日現在 累計額	2023年 12月31日現在 累計額
投資 ⁽¹⁾	64,641	61,513
投資に関連する債権	50	50
投資有価証券 ⁽²⁾	25,683	25,803
その他の投資	86	86

子会社貸付金その他の金融資産(3)	42,333	36,705
金融資産合計（総額）	132,793	124,157
投資および関連債権の減損(4)	(14,303)	(10,814)
投資有価証券の減損(5)	(983)	(1,254)
減損合計	(15,286)	(12,068)
金融資産合計（純額）	117,507	112,089

(1) 投資の増加は主に、以下によるものである。

- － Arabelle Solutions France社に対する100%の持分の2,057百万ユーロでの取得（注記2.1.6を参照）。2024年12月31日現在、Arabelle Solutions Franceに対する投資の評価額は、締結済みの価格調整協定に関連して13百万ユーロ減少した。2024年12月31日現在、当該評価額は2,044百万ユーロである。
- － Arabelle Electronics France社に対する100%の持分の42百万ユーロでの取得（注記2.1.6を参照）。
- － Framatomeの少数株主であるAssystemが所有する5%の持分の206百万ユーロ（取得費用を含む）での取得（注記2.1.5を参照）。
- － EDF InvestによるC93（ノルウェーの電気フェリー運航会社Fjord1の保有会社）への増資351百万ユーロ。
- － EDF InvestによるC94（フランスの物流倉庫ポートフォリオの保有会社）への増資133百万ユーロ。
- － EDF InvestによるC95（フランスのオフィスビルの保有会社）への増資131百万ユーロ。
- － EDF InvestによるC96（オーストリアの通信タワーの保有会社）への増資122百万ユーロ。
- － EDF InvestによるC89（スウェーデンの物流倉庫ポートフォリオの保有会社）への増資95百万ユーロ。

(2) 投資有価証券の変動は、主に期中の専用資産の取得および売却に対応するものであり、これにより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) 2024年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計41,549百万ユーロであり、主に英国のHPCプロジェクトの資金調達に関連するEDF Internationalに対する22,655百万ユーロ、EDF Renewablesに対する8,675百万ユーロ、Enedisに対する5,028百万ユーロ、Dalkiaに対する1,750百万ユーロ、EDF Energyに対する1,651百万ユーロおよびEDF Tradingに対する804百万ユーロに係る。また、EDFがEnedisに支払った保証金746百万ユーロも含まれている。

(4) 2024年12月31日現在、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、主に次の減損が計上された。

- － EDF Développement Environnement (EDEV) に対する投資について1,330百万ユーロ（注記11（7）を参照）。フランスにおけるEDFグループの事業の開発を目的とする子会社および投資の持株会社として、EDEV株式の使用価値は、当グループの連結自己資本に対する各子会社および下位企業集団による拠出に基づき、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。2024年度のEDEV株式の使用価値の下落は主に、フランス国外でのさまざまなプロジェクトに関する子会社の減損を理由とするEDF Renewablesの実現可能価値の大幅な減少に起因している。
- － EDF Internationalに対する投資について2024年度に390百万ユーロ（2023年度7,013百万ユーロ（注記11（7）を参照）および2022年度2,650百万ユーロ）。EDFグループの国際投資の大部分の持株会社として、EDF Internationalに対する投資の使用価値は、当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による拠出に基づき、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2024年度における低下は主に、イタリアにおける資金生成単位のプラスのマージンの減少、および米国に擁する子会社の使用価値の減少に起因するが、EDF Energyが英国で実現した使用価値の増加により部分的に相殺された（注記2.1.4を参照）。
- － EDF International株式の使用価値の2023年度における低下は、EDFグループが2024年1月23日に発表した、HPCプロジェクトに関する日程の修正および完成費用の上方再評価によるものであった。この発表を受けて、EDF Energyで相当の減損が計上されたことが、使用価値の著しい減少につながった。
- － EDF International株式の使用価値の2022年度における悪化は、基本的に、英国のEDF Energyの実現可能価値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。

また、2024年12月31日現在、減損にはArabelle Solutions Franceの持分取得に関連する額1,528百万ユーロおよびArabelle Electronics Franceの持分取得に関連する額1百万ユーロが含まれている（注記2.1.6を参照）

(5) この項目の変動は、主に、2023年度と比較して有利であった2024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の戻入を認識したことによる（注記11（6）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)	本社の住所	2024年	2024年	2024年	資本 保有率 (%)	2023年度 資本金	2023年度 純利益	2023年度	2024年度	2023年度 受取 配当金	2023年度 売上高	通貨
		12月31日 現在 所有持分 の帳簿価 額総額	12月31日 現在 減損 計上額	12月31日 現在所有 持分の帳 簿価額純 額				2023年度 自己資本 (資本金 および 純利益を 除く)	2024年度 EDFにより 付与され た貸付金 および 前渡金			
子会社												
EDF International (1)	20 Place de la Défense 92800 Puteaux	25,930	10,053	15,877	100	18,420	(4,397)	(3,799)	22,655	-	-	EUR
C3(2)	4 Rue Floréal 75017 Paris	11,196	-	11,196	100	11,196	271	160	-	257	-	EUR

EDF Développement Environnement (3)	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	6,891	1,330	5,561	100	2,641	53	3,662	-	52	-	EUR
CTE(4)	4 Rue Floréal 75017 Paris	2705	-	2,705	50.1	2,700	253	2,363	-	119	-	EUR
Arabelle Solutions France(5)	32 Avenue Pablo Picasso 92000 Nanterre	2,044	1,528	516	100	10	(27)	39	-	-	437	EUR
EDF Holding(6)	4 Rue Floréal 75017 Paris	1,950	-	1,950	100	1,950	3,704	195	-	3,704	-	EUR
EDF Immo(7)	4 Rue Floréal 75017 Paris	1,361	-	1,361	100	1,360	39	64	-	37	-	EUR
EDF Nam Theun Holding(8)	4 Rue Floréal 75017 Paris	437	50	387	100	87	30	327	-	84	-	EUR
その他(9)		5,282	1,080	4,202	100	1,124	(184)	2,596	215	233	148	EUR
持株会社		57,796	14,041	43,755					22,870	4,486		

フランス

Enedis	4 Place de la Pyramide 92800 Puteaux	2,700	-	2,700	100	270	(867)	5,547	5,028	-	16,135	EUR
Framatome	1 Place Jean Millier 92400 Courbevoie	2,220	-	2,220	80.5	707	131	2,031	212	51	2,675	EUR
Dalkia	204 Rue Sadi Carnot 59350 Saint André Lez Lille	967	-	967	99.9	220	(8)	126	1,750	-	3,251	EUR
EDF Production Electrique Insulaire	20 Place de la Défense 92050 Paris	560	-	560	100	560	195	596	335	107	1,256	EUR
Arabelle Electronics France(5)	La Défense Cedex 204 Rond- Point du Pont de Sèvres 92100	42	1	41	100	44	-	(3)	-	-	9	EUR
Edvance	Boulogne- Billancourt 165-173 Avenue Pierre Brossolette 92120 Montrouge	12	-	12	80	15	50	3	14	26	672	EUR
Centrale Electrique Rhénane de Gamsheim	Haugruen 67760 Gamsheim	3	-	3	50	6	-	3	-	-	7	EUR
その他の国々				-								
Eosson	Centrale de la Bâtiaz Case postale 391 1920 Martigny	14	14	-	50	140	-	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	Werkstrabe 5 76596 Forbach ドイツ	3	-	3	50	10	3	67	-	-	14	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	Centrale du Châtelot 2325 Les Planchettes	-	-	-	50	6	-	2	-	-	4	CHF
工業および商業会社		6,521	15	6,506					7,339	184		
その他の企業 (GIE EIFER)		130	125	5					-	-		
子会社合計		64,447	14,181	50,266					30,209	4,670		

- (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（EDF Energy、Edison、Luminus、EDF Gas Deutschland、EDF China Holding Ltd、Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd、EDF Norte Fluminense、EDF Brasil Holding、EDF Inc.）に対する投資を実施および管理している。EDF Energyは、HPCおよびSizewell Cを含む英国の原子力開発プロジェクトを実行している。
- (2) C3は特に、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 (EDEV) は、フランスにおける当グループの事業分野開発に貢献する子会社および投資の持株会社であり、エネルギー効率化および革新（IZI solutions、IZI confort、EDF ENR）、電動モビリティ（IZIVIA）、原子力発電所の解体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などによる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) 2024年12月17日に実施されたArabelle Holding社の資産完全移転に伴うArabelle Solutions FranceおよびArabelle Electronics Franceに対する100%の持分の取得（注記2.1.6を参照）。
- (6) EDF Holding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。
- (7) EDF Immoは特に、Gérance Générale FoncièreおよびSofiloの100%を保有している。
- (8) EDF Nam Theun Holdingは、Nam Theun 2 Power Co.に対する持分を保有している。
- (9) 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)	本社の住所	2024年 12月31日 現在 所有持分 の帳簿価 額総額	2024年 12月31日 現在 減損 計上額	2024年 12月31日 現在 所有持分 の帳簿価 額純額	資本 保有率 (%)	2023年度 資本金	2023年度 純利益	2023年度 自己資本 (資本金 および 純利益を 除く)	2024年度 受取 配当金	通貨
子会社合計		64,447	14,181	50,266	-		-		4,670	
投資：										
EDFが10%から50%の持分を保有する会社										
Trimet France	Rue Henri Sainte Claire Deville 73300 Saint Jean de Maurienne	130	66	64	35	58	115	348	34	EUR
Dalkia Investissements	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	63	56	7	50	1	2	14	1	EUR
合計		193	122	71					35	
EDFが10%未満の持分を保有する会社										
Force Motrice de Mauvoisin	Postfach Axpo 5401 Baden スイ ス	1	-	1	9.8	100	6	16	1	CHF
合計		1	-	1					1	
投資合計		194	122	72					36	
子会社および投資合計		64,641	14,303	50,338					4,706	

16.4 子会社との関係

(単位：百万ユーロ)	EDFの債権(1)		EDFの負債(1)		金融収益 (配当を 除く)
	貸付金	営業債権	流動勘定に 含まれる 純負債	営業負債	
会社					
AT34	168	-	-	-	-
CTE	-	334	-	186	-
Framatome	212	311	-	726	7
EDF Energy	1,651	98	-	166	117
EDF Renewables	8,675	-	-	-	385
EDF International	22,655	-	-	-	630
EDF Trading	804	1,627	-	1,584	78
Enedis	5,028	-	-	1,426	125
Dalkia France	1,750	55	-	146	72
EDF Production Électrique Insulaire	335	-	-	140	8
EDF Luminus	-	52	-	-	-
Edvance	14	51	-	140	-
Arabelle Solutions	215	-	-	-	2
Arabelle下位企業集団	-	-	-	86	-
Group Support Services	-	57	-	-	-
Electricité de Strasbourg	-	52	-	-	-
Agregio	-	-	-	75	-
Cyclife	26	-	-	64	1
EDF Belgium	-	-	-	105	-
流動勘定(2)	-	-	-	1,705	-
子会社の流動性に関する投資契約(3)		-	5,805	-	(319)
子会社とのグループ資金管理契約(4)		-	18,724	-	(866)
連結納税契約	-	-	-	2,077	-

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Sofiloに関する660百万ユーロ、EDF Production Électrique Insulaireに関する550百万ユーロ、EDF Immoに関する274百万ユーロおよびEnedisに関する107百万ユーロを含む。

(3) 2024年度は特に、EDFに譲渡されたArabelle Solutions Franceの与信枠引出93百万ユーロを含む（注記2.1.6を参照）。

(4) C3に関する5,378百万ユーロ、EDF Energyに関する3,197百万ユーロ、EDF Holdingに関する2,815百万ユーロ、EDF Tradingに関する2,388百万ユーロ、Edisonに関する881百万ユーロ、Framatomeに関する833百万ユーロおよびEDF Internationalに関する738百万ユーロを含む。

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	25,803	24,717	28,627	25,683	24,869	31,389

2024年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオの純額は、専用資産24,869百万ユーロから構成されている（注記26.6.5を参照）。

16.6 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)	期限			2024年 12月31日 現在総額	2023年 12月31日 現在総額
	1年未満(1)	1年～5年(2)	5年超(3)		
投資に関連する債権	1	-	49	50	50
子会社貸付金その他の金融資産(4)	7,474	15,702	19,157	42,333	36,705
貸付金および投資に関連する債権	7,475	15,702	19,206	42,383	36,755

- (1) 与信枠の引出の期日に対応する、EDF Renewablesに関する450億ユーロ、EDF Tradingに関する8億ユーロおよびEDF Internationalに関する4億ユーロ、ならびにEDFがEnedisに支払った保証金7億ユーロを含む。
- (2) 与信枠の引出の期日に対応する、EDF Internationalに関する107億ユーロ、EDF Renewablesに関する31億ユーロ、Enedisに関する10億ユーロを含む。
- (3) 与信枠の引出の期日に対応する、EDF Internationalに関する114億ユーロ、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38億ユーロ、貸付金の期日に対応するEDF Energyに関する16億ユーロ、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、2024年度に子会社に提供された貸付金49億ユーロに起因し、これにはEDF Internationalに対する45億ユーロ、EDF Renewablesに対する16億ユーロ、EDF Tradingからの返済（17）億ユーロ、EDFがEnedisに付与した保証金7億ユーロが含まれる。

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。温室効果ガス排出証書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。

環境法第D594-1条に定義された「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、使用済核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。

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。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証書および省エネ証書（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。

温室効果ガス排出許可証

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。

全EU加盟国で適用されるこの措置は、排出量の上限を定めるものであり、EDFを含む企業はこの上限を超えない排出量割当てを受け取るか購入する。その翌年度に、企業は、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証書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年から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に関する行動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）。

また、包括法案「Fit for 55」に基づいて、欧州委員会は2023年4月に、EU-ETSの対象となる部門のCO₂排出量削減目標を2030年までに少なくとも62%引き上げる法令を採択した。この新たな規則はまた、ETSの対象となる各企業が自動的に獲得する排出枠の削減も導入する。

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。

EDFは、ANC規則第2014-03号の第615-1条から第615-22条に組み込まれた、2012年10月4日付ANC規則第2012-03号に規定する温室効果ガス排出証書に関する会計処理方法を適用している。

排出許可証の会計処理は、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証書（「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」の原則が以下のとおり適用されている。

- ・ 温室効果ガスの排出量がポートフォリオの保有排出証書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証書に対応する。
- ・ 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証書が、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る。これにより、資産と負債の両方が計上される場合がある。

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在			2023年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,198	(3)	10,195	9,801	(24)	9,777
その他の原材料*	429	(243)	186	445	(230)	215
その他消耗品	1,843	(316)	1,527	2,463	(299)	2,164
仕掛品その他の棚卸資産	1,191	-	1,191	1,164	-	1,164
棚卸資産合計	13,661	(562)	13,099	13,873	(553)	13,320

*当期間のその他の原材料の減少は主に、特に原子力発電所の利用可能性が向上し、石炭を利用する発電手段の活用が抑えられたことを理由とする、石炭在庫に関する追加の減損（13）百万ユーロ（2023年度（230）百万ユーロ）の計上を含んでいる。

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

売掛金は、当初は額面価額で表示される。

売掛金はまた、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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	期限			2024年	2023年
	1年未満	1年～5年	5年超	12月31日 現在総額	12月31日 現在総額
発注に係る前渡金および未成業務支出金	620	194	111	925	756
売掛金：					
請求額	3,861	-	-	3,861	4,028
未請求額 ⁽¹⁾	10,491	-	-	10,491	11,469
その他の営業債権 ⁽²⁾	5,037	103	239	5,379	3,772
営業債権	19,389	103	239	19,731	19,269
現金性金融商品 ⁽³⁾	4,056	94	1	4,151	2,759
現金	6,023	-	-	6,023	8,147
前払費用	442	237	349	1,028	1,137
流動資産合計	30,530	628	700	31,858	32,068

(1) この項目は主に、2024年12月31日時点で供給済であるが未請求のエネルギー債権に係る。この項目の減少は、2023年度の売掛金証券化プログラム実施に伴う売掛金残高の減少を主因としている。

(2) 2024年度は法人所得税以外の税金に関する政府債権3,431百万ユーロを含んでいる（2023年度2,539百万ユーロ）。2024年12月31日現在のその他の営業債権は、公共電力サービス費用（CSPE）補償に関連する債権792百万ユーロ（2023年12月31日現在2,030百万ユーロの負債）も含んでいる（注記4および31（4）を参照）。

(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（2023年12月31日現在591百万ユーロに対し、2024年12月31日現在160百万ユーロ）に相当する。

EDFの公共サービス費用

2024年度のEDFに拠出される公共サービス費用の額は6,861百万ユーロである。フランスにおける公共電力サービス拠出金メカニズムについては注記4に記載されている。

2024年度の国家一般予算からの受取額は、3,472百万ユーロであった。この金額は特に、2023年度のメカニズムの残高227百万ユーロと、2024年度のメカニズムからの補償3,245百万ユーロに基づいている。

エネルギー規制委員会による2024年6月26日付決定第2024-124号（2023年12月29日付の2024年財政法第2023-1322号の第225条により改正されたエネルギー法第L.336-5条、および政令第2024-556号第5条を適用）に従って、2024年度に受領したARENH価格補完556百万ユーロにより、2025年度のメカニズムに基づき国家一般予算から支出される補償額は減少する。これにより、2024年12月31日現在のEDFのエネルギー公共サービス拠出金未収金額が減少している。

したがって、2024年12月31日現在で、EDFは国に対する営業債権792百万ユーロ（2023年12月31日現在2,030百万ユーロの債務）を計上した。

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、取得原価で資産に計上される。年度末に、取得原価または現在価値のいずれか低い方で評価される。

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FIFO（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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年	2023年	変動
	12月31日 現在	12月31日 現在	
投資ファンド	1,156	1,369	(213)
ユーロ建または他の通貨建短期譲渡性負債商品 ⁽¹⁾	1,323	372	951
保証として受け取った株式 ⁽²⁾	345	-	345
債券	11,436	16,525	(5,089)
保証として受け取った劣後証券	2,013	1,689	324
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	113	105	8
総額合計⁽³⁾	16,386	20,060	(3,674)
減損	(265)	(553)	288
純額合計	16,121	19,507	(3,386)

(1) 2024年12月31日現在および2023年12月31日現在、専用資産に配分された部分はなかった（注記26.6.5を参照）。

(2) これには、取引銀行から保証として受け取った債券345百万ユーロを含み、対応する額が金融負債に計上されている（注記32（4）を参照）。

(3) 債券残高の減少により、特に二者間銀行与信枠からの引出額の早期返済が可能となった。譲渡性負債商品の増加は、金利曲線の反転により、より有利な利息を得られることがあるためである。

[次へ](#)

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)	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在	変動
市場性のある有価証券	16,386	20,060	(3,674)
現金および現金同等物	6,183 ⁽¹⁾	8,738 ⁽¹⁾	(2,555)
貸借対照表資産小計	22,569	28,798	(6,229)
ユーロ建投資ファンド	(1,156)	(1,369)	213
譲渡性負債商品（ユーロ建）	(1,265)	(282)	(983)
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	(58)	(90)	32
保証として受け取った株式	(345)	-	(345)
債券	(11,436)	(16,525)	5,089
保証として受け取った劣後証券	(2,013)	(1,689)	(324)
未収利息	(113)	(105)	(8)
キャッシュ・フロー計算書上の金融資産に含まれる市場性のある有価証券	(16,386)	(20,060)	3,674
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）および「市場性のある有価証券」に含ま れる劣後証券	(8,344)	(9,041)	697
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*	(2,161)	(303)	(1,858)
為替変動の影響の消去			76
組替の影響および公正価値の変動			(10)
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*			-
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の純増減*			(1,792)

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

(1) 2024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160百万ユーロ（2023年12月31日現在591百万ユーロ）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、C3、EDF Holding、Arabelle Solutions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、EDF Production Électrique Insulaire、EDF Trading、EDF Energy、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規則第2015-05号に準拠して、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。

2024年12月31日現在の未実現為替差損は1,363百万ユーロであり、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2024年12月31日現在1,127百万ユーロ（2023年12月31日現在936百万ユーロ）の未実現損失。
- 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2024年12月31日現在の残額236百万ユーロ（2023年12月31日現在251百万ユーロ）。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、2022年度、2023年度および2024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2024年度の金融損益に認識された（2023年度15百万ユーロ）。

子会社EDF Internationalとのヘッジ手段の決済に係る実現為替差損益236百万ユーロおよび専用資産のヘッジ手段である通貨スワップ714百万ユーロの影響を除くと、2024年12月31日現在の未実現為替差損引当金は413百万ユーロである（注記25（1）を参照）。

注記22 自己資本の変動

(単位：百万ユーロ)	資本剰余金		利益剰余金		当期 純利益	投資 補助金	税務規制 引当金	自己資本 合計
	資本金	および 準備金	および 中間配当					
2022年12月31日現在	1,944	25,698	8,187	(30,648)		218	5,742	11,141
2022年度の純利益の配分	-	-	(30,648)	30,648		-	-	-
2023年度の純利益	-	-	-	7,710		-	-	7,710
配当金の分配	-	-	-	-		-	-	-
2023年度の増資 ⁽¹⁾	141	2,249	-	-		-	-	2,390
2023年度の減資 ⁽²⁾	(1)	(6)	-	-		-	-	(7)
2023年度の中間配当	-	-	-	-		-	-	-
その他の変動	-	1	-	-		(9)	(106)	(114)
2023年12月31日現在	2,084	27,942	(22,461)	7,710		209	5,636	21,120
2023年度の純利益の配分	-	-	7,710	(7,710)		-	-	-
2024年度の純利益	-	-	-	9,865		-	-	9,865
配当金の分配	-	-	-	-		-	-	-
2024年度の中間配当	-	-	-	-		-	-	-
その他の変動	-	1	-	-		56	(134)	(77)
2024年12月31日現在	2,084	27,943	(14,751)	9,865		265	5,502	30,908

(1) EDF SAの2023年12月31日現在の財務諸表に対する注記22.1および22.3を参照。

(2) EDF SAの2023年12月31日現在の財務諸表に対する注記22.1および16.6を参照。

22.1 資本金

2024年12月31日現在のEDFの資本金は2,084,365,041ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式4,168,730,082株から成っている。2023年6月8日以降、株式の100%をフランス政府が所有している。

22.2 配当

2024年6月11日の通常および臨時株主総会で、2024年度には2023年度に関して配当を支払わないことが決定された。

2024年度の中間配当は支払われなかった。

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。

2024年12月31日現在、追加的自己資本は純額10,188百万ユーロであり、以下のものから構成されている。

- ・ 2013年1月にEDFが発行した758百万ユーロの永久劣後債。この金額は、2013年1月に発行した当初1,250百万英ポンドの永久劣後債に関して、2024年9月に実施された621.3百万英ポンドの一部償還を受けた、残りの残存額面価額628.7百万英ポンドのユーロ相当額である（注記2.2.8を参照）。また、2024年9月10日にEDFは、2013年1月に発行した額面1,250百万ユーロの永久劣後債の償還オプションを行使する意向を発表した。そのため、EDFは、2025年1月29日の償還が確実であると判断し、2024年12月31日付で1,250百万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2.2.4および32（4）を参照）。
- ・ 2014年1月に発行した1,402百万ユーロの永久劣後債。この金額には、2014年1月に発行した当初1,000百万ユーロの永久劣後債に関して、2024年9月に実施された498.7百万ユーロの一部償還を含んでいる（注記2.2.8を参照）。
- ・ 2019年12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2,091百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2021年6月にEDFが発行した1,245百万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。
- ・ 2023年6月にEDFが発行した1,444百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2024年9月にEDFが発行した1,750百万ユーロの永久劣後債（1,753百万ユーロ（注記2.2.7を参照）から発行プレミアム（3）百万ユーロを控除後）。

また、2024年7月5日にEDFは、2018年10月に発行した額面1,250百万ユーロの永久劣後債の償還オプションを行使した（注記2.2.4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、2024年12月31日現在493百万ユーロ（2023年12月31日現在602百万ユーロ）である。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。

期末の永久劣後債（単位：百万通貨）：

発行日（月/年）＊	名目金額 （償還額控除後）	通貨	償還 オプション	表面年利率
01/2013	629	GBP	13年	6.00 %
01/2014	501	EUR	12年	5.00 %
01/2014	750	GBP	15年	5.88 %
12/2019	500	EUR	8年	3.00 %
09/2020	850	EUR	6.5年	2.88 %
09/2020	1,250	EUR	10年	3.38 %
06/2021	1,250	EUR	7年	2.63 %
12/2022	1,000	EUR	6年	7.50 %
06/2023	1,500	USD	10年	9.13 %
09/2024	500	EUR	5年	5.13 %
09/2024	650	EUR	8年	5.63 %
09/2024	500	GBP	11年	7.38 %

＊ 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を受けて、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とおりである。

（単位：百万ユーロ）	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
資産の現物評価額	161	138
再評価差額	688	710
追加減価償却額	554	491
水力発電委譲	1,403	1,339

資産の現物評価額	2,294	2,218
運営者による供与資金の未償却分	(1,515)	(1,439)
委譲者による供与資金の償却	404	391
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	6	6
公共配電委譲資産に対する権利*	1,189	1,176
特別委譲負債合計	2,592	2,515

* 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、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額はEDFが払戻しを受けることに合理的な確信を持つ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、当社が採用した仮定、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。

その他の引当金は特に以下に関係する。

- ・ 不利な契約に係る損失は、主にLNG業務（Dunkerque LNGとの長期再ガス化契約）に起因している。このような契約に関連する損失は、その履行費用とその結果である経済的便益（市場および販売の仮定に基づく）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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在	増加		減少			2024年 12月31日 現在
		営業(2)	金融	使用(2)	戻入(2)	金融	
未実現為替差損引当金(1)	419	-	104	-	-	(110)	413
不利な契約に係る引当金	470	-	23	(27)	-	-	466
その他リスク引当金	342	88	-	(75)	(29)	-	326
リスク引当金	1,231	88	127	(102)	(29)	(110)	1,205

(1) 2024年12月31日現在の未実現為替差損引当金は413百万ユーロであり（注記21を参照）、主に、ヘッジ後の社債（294百万ユーロ）に関係している。これらの引当金の変動6百万ユーロは金融損益に含まれている（注記11（8）を参照）。

(2) 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については、引当金に対応する額は固定資産に計上されている。

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、資産の見合いとして計上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拋出に従って、使用済核燃料管理、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。

債務はフランス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、関連する事業に応じて、一定水準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に記載された評価、判断および不確実要素も含む。

2024年度末には、特に以下に示す短期・中期的に変化するであろう一時的な状況により不確実性のレベルが高まっている。(i) 将来的な終了サイクルプログラムの新しい使用済核燃料の貯蔵容量（ADECプロジェクト）に関する2025年度および2026年度の概略予備調査（注記26.1を参照）、(ii) アスベスト含有塗料の処理に関する最近の規制の変更、ならびにそれが稼働中の施設の解体の見積りに及ぼし得る影響の（検討対象となる範囲の規模および多様性によるサンプル抽出の複雑性を踏まえ、2025年度に開始される行動計画を通じた）分析（注記26.3を参照）が挙げられる。

また、フランス政府によるCigéoプロジェクトの新しい見積決定の公表が2025年9月に予定されている（注記26.2を参照）。

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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在	増加		減少		その他 の変動 (1)(2)	2024年 12月31日 現在
		営業(1)	金融(2)	使用	戻入		
使用済核燃料管理引当金	13,876	4,058	573	(1,113)	-	55	17,449
-営業サイクルに関連しない金額	1,760	2,678	76	(36)	-	18	4,496
-2006年6月28日付法律の範囲外の本額*	1,219	-	61	(42)	-	-	1,238
放射性廃棄物長期管理引当金	13,205	869	301	(348)	-	129	14,156
核サイクル終了引当金	27,081	4,927	874	(1,461)	-	184	31,605
2006年6月28日付法律の範囲内の 核サイクル終了引当金*	25,862	4,927	813	(1,419)	-	184	30,367
2006年6月28日付法律の範囲外の 核サイクル終了引当金*	1,219	-	61	(42)	-	-	1,238
原子力発電所廃炉引当金	18,419	399	753	(274)	-	(76)	19,221
炉心核燃料引当金	2,720	-	126	-	-	149	2,995
廃炉および炉心核燃料引当金	21,139	399	879	(274)	-	73	22,216
原子力発電関連引当金	48,220	5,326	1,753	(1,735)	-	257	53,821
2006年6月28日付法律の範囲内の 核サイクル終了引当金*	47,001	5,326	1,692	(1,693)	-	257	52,583
2006年6月28日付法律の範囲外の 核サイクル終了引当金*	1,219	-	61	(42)	-	-	1,238

* 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) 原子力発電関連引当金の変動は、主に以下に起因する。

- 使用済核燃料の貯蔵に関する業界シナリオの改訂（注記26.1を参照）による、使用済核燃料管理引当金の3,301百万ユーロの増加。その内訳は、純損益を通じて調整される引当金に関する3,291百万ユーロが「営業引当金の増加」（注記5（1）を参照）、資産の裏付けがある引当金の変動に関する10百万ユーロが「その他の変動」である。
- フラマンヴィル3発電所の最初の稼働による428百万ユーロの増加。その内訳は、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金235百万ユーロ、炉心核燃料引当金22百万ユーロ、使用済核燃料管理引当金73百万ユーロ、放射性廃棄物長期管理引当金98百万ユーロである。これらの項目は主に、資産の裏付けがある引当金の変動として「その他の変動」に表示されている。
- 高レベルおよび長寿命中レベル廃棄物貯蔵（Cigéo）費用の見直しによる、放射性廃棄物長期管理引当金の823百万ユーロの増加（注記26.2を参照）。その内訳は、純損益を通じて調整される引当金に関する775百万ユーロが「営業引当金の増加」（注記5（2）を参照）、資産の裏付けがある引当金の変動に関する48百万ユーロが「その他の変動」である。

(2) 実質割引率10ペーシス・ポイントの上昇（注記26.5を参照）による引当金の（964）百万ユーロの減少にも留意するべきである。対応する影響は、純損益を通じて調整される引当金の変動（514）百万ユーロについては「割引費用」に（注記11（5）を参照）、資産（引当金関連資産および原資産）の裏付けがある引当金の変動（450）百万ユーロについては「その他の変動」に表示されている。割引の影響にはまた、損益計算書に認識された割引の解消に係る費用2,267百万ユーロが含まれている（注記11（5）を参照）。

EDF以外の施設について

- EDF、Orano Recyclageおよびフランス原子力エネルギー庁（Commissariat à l'Énergie Atomique—CEA）は、2004年12月に、マルクルのUP1再処理施設の永久閉鎖、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、EDFは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とOrano Recyclageは、2008年12月および2010年7月に、ラアグ施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をOrano Recyclage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、EDFは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。

26.1 使用済核燃料管理引当金

使用済核燃料の処理

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府との合意の下に現在採用している戦略は、使用済核燃料を処理し、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により処理される名目量（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、設置許可申請に基づいて原子炉24基が許可済み）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、使用済核燃料管理引当金（17,449百万ユーロ）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核燃料の除去、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核燃料（原子炉内にある未照射燃料に関連する部分を含む）に関連する。

これらの費用は主に、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の適用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。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含む。

前回の実施契約が2023年に終了することから、EDFとOrano Recyclageの交渉が2023年9月にまとまり、2024年から2026年の期間を対象とする実施契約の原則に関する契約が締結された。これにより、2023年12月31日現在、使用済核燃料管理引当金が2,216百万ユーロ増加した（注記5（1）を参照）。この契約には、契約の基礎となる経済状況の変化、および施設の性能の向上に必要な操業費用に関してOrano Recyclageから示されたニーズが反映されている。

上記の原則に係る2023年9月の契約の要素を含んだ2024年から2026年を対象とする実施契約が、2024年10月1日に締結された。その結果、同契約は2024年度について、使用済核燃料管理引当金に重要な影響を及ぼさない。

使用済核燃料の貯蔵

また、2023年度末現在の以下の点を踏まえ、使用済核燃料の一時貯蔵はサイクル終了に係る重要な課題である。

- ・ 特にEDFの発電所から出る使用済核燃料の中間貯蔵施設の使用量予測に基づき、ラアグのプールが2030年までに飽和状態となるリスクに係る問題。これを受けて、将来の使用済核燃料の長期貯蔵容量を拡大して飽和状態を回避するために、EDFが監督・運営する集中型燃料貯蔵プールの建設が検討され、第1水槽の稼働開始が2034年に予定された。この第1水槽は原子炉のプールを拡張する機能を果たし、発電所の稼働継続性を確保するものであり、したがって有形固定資産と見なされた。この水槽の完成まで、過渡的な解決策であるラアグのOrano施設の既存プールの高密度化の対応策プロジェクトならびに補足的解決策である使用済プルトニウム（MOX）燃料および再処理ウラン（RepU）燃料の乾式貯蔵が調査の対象となり、関連費用は引当金によって賄われた。
- ・ 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では再利用できない使用済装荷燃料、すなわちプルトニウム燃料（使用済MOX）または再処理ウラン燃料（使用済RepU）、およびクレイ・マルヴィルから回収された燃料を長期貯蔵するニーズ。このニーズは、2047年に稼働開始が予定されていた集中型貯蔵プールの第2水槽建設シナリオに基づく引当金により賄われていた。

この使用済核燃料管理に関して、2024年度上半期に以下の動きがあった。

- ・ 2024年2月26日の原子力政策評議会（CPN）により、既存施設の延長、耐久性およびラアグのサイクル施設の更新を通じて使用済核燃料の再処理・再利用およびクローズド・サイクルを組み合わせるサイクル終了に係るフランスの政策の全体的な方針が確認された。
- ・ ASN委員による2024年4月11日のOranoおよびEDFの共同ヒアリングにより、上記のCPNを背景として、ラアグ施設の貯蔵能力に関する現時点での報告および貯蔵すべき使用済核燃料の予測量が包括的に提示された。同ヒアリングに続き、ASNは2024年4月17日付の情報通知文書において、ラアグのプールが飽和状態に陥るリスクの延期を報告しながらも、安全マージンを回復させるための措置を講じる必要性を再度指摘した。また、ASNは施設事業者に対して、高水準の安全目標とともに、可能な限り短期間で新たな長期貯蔵能力を導入することを呼びかけた。

EDFが2024年4月11日にASN委員に提示した業界シナリオには、発表されたラアグのプールの短期的な飽和リスクの（措置の実施による）緩和と合わせて、2022年12月9日付政令第2022-1547号を適用して定められた2022年12月9日付省令の規定に従い、プルトニウム燃料（使用済MOX）およびクレイ・マルヴィルの燃料の長期貯蔵を担う（上述のとおり、以前予定されていた2つの水槽ではなく）単一的水槽を使用するEDFの監督下でのラアグ施設の更新の見通しが含まれていた。このシナリオを評価するために採用された見積りは、これらの重要な仮定に基づいていた。

2024年6月30日現在、この業界シナリオの変更の結果、最初的水槽に関連する資産に計上された費用の減損142百万ユーロが認識され、最新の見積りを踏まえて2024年6月末現在の使用済核燃料管理引当金が以下のとおり更新された。

- ・ 短期的（2030年から2040年）なラアグのプール飽和リスクの管理について、プール高密度化の対応策プロジェクトの実施が確定し、開発調査の最終化により、引当金が2024年6月30日現在311百万ユーロ増加した。現時点で、乾式貯蔵の補足的解決策も依然として検討されている。
- ・ プルトニウム燃料（使用済MOX）およびクレイ・マルヴィルの燃料の長期貯蔵ニーズに関して、単一的水槽の容量の新たな規模設定および運転開始の繰り上げを考慮した。この見積りは、2024年度第1四半期に最終化された安全および危機管理に係る最新の要件を含む概略予備計画においてEDFが提案したプロジェクトの費用のレビューに基づいている。これらの要素により引当金が増加し、当該引当金は2006年法律が定義する営業サイクルに関連しないことから、2024年6月30日現在2657百万ユーロの専用資産が構成された。
- ・ 現在までの使用済装荷ウラン燃料（RepU）に関して、以後、業界シナリオにおいて、（長期貯蔵を経ての直接貯蔵の代わりに）ラアグの既存施設において処理（使用済RepUの希釈）をすることが検討されている。処理に関連する使用済核燃料管理引当金は333百万ユーロ増加し、放射性廃棄物長期管理引当金は120百万ユーロ減少した。

2024年秋に、EDFとOranoはDGECおよびASNに対して、ラアークのOrano施設における将来のサイクル設備に関する産業計画（将来の終了プログラム（ADF））を検証するよう提案した。これには特に、新しい使用済核燃料処理施設および新しいMOX燃料製造施設が含まれる予定である。この計画では、Oranoの監督の下で、新しい貯蔵容量を統合する工場（ADEC）の設置も予定されており、これは後に将来の処理施設に接続される予定である。

2024年12月31日現在、この提案について所轄当局による検証が行われている。ADECプロジェクトが承認された場合は、同プロジェクトはOranoの監督下に置かれ、EDFの監督下にあるPECプロジェクトに取って代わることになる。

これに関連して、Oranoは最近、新しい貯蔵容量プロジェクトを含むADFプログラムに関する概略予備調査に係る作業を開始し、これは2026年度末まで実施される予定である。当該プログラムの資金調達方式は、現時点で確定していない。

今後明確にすべきこれらの構造的要素を踏まえ、使用済核燃料貯蔵義務に関して必要な引当金の現時点で最良の見積りは依然として、2024年度上半期に更新された基礎的な仮定に基づくものである。

使用済核燃料の特定の貯蔵解決策に対する引当金は合計で、Oranoのラアークにあるプールの高密度化費用につき504百万ユーロ、また使用済MOX燃料およびクレイ・マルヴィルの燃料の貯蔵につき4,496百万ユーロである（これらの燃料は既存または建設中の工業用施設で再利用できない）。

再処理ウランの再利用

取締役会は2018年度に、新産業計画の利用可能性を待って2013年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。ロマン・シュル・イゼールのFramatome工場で組み立てられた最初の集合体は、2023年に認可済の900MW原子炉に装荷され、同原子炉は2024年2月4日に再稼働した。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年までに他の900MW原子炉および一部の1300MW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年以後、使用済核燃料管理引当金に含まれる再処理用ウラン貯蔵引当金（485百万ユーロ）は、1300MW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。

気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局から委託された監査

環境法第594-4条に定められた権限に従って、2024年初めに気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局は、2023年12月末現在のEDFの使用済核燃料管理費用の見積りについて、外部監査の実施を委託した。同監査は2024年度第2四半期に開始しており、2025年度第1四半期に終了する予定である。現時点の進捗状況では、同監査による使用済核燃料管理引当金への重要な影響は見込まれていない。

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。

- 使用済核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核燃料の（該当する場合は長期一時貯蔵後の）直接貯蔵：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。
- 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、特にラアークにおける発電所の廃炉または使用済核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を含む）。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とおりである。

		2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
（単位：百万ユーロ）	貯蔵センター		
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）	3,310	3,176
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）	371	369
高レベルおよび長寿 命中レベル 廃棄物	地層貯蔵センター（Cigéoプロジェクト）／ ICEDA調整および中間貯蔵施設	10,475	9,660
放射性廃棄物長期管理引当金		14,156	13,205

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（コドレのCentraco用地、1999年稼働開始）における、ANDRAセンターでの貯蔵前に溶解または焼却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的貯蔵、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。これを受けてEDFは、原子力発電所の解体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・溶融施設テクノセンターの開発を継続している。目標は、2031年の施設の稼働開始である。放射性物質および廃棄物の管理に関する第5次国家計画（PNGMDR）に関連して、テクノセンター・プロジェクトの目的および日程を示すロードマップが2023年初めにDGECに送付された。国家公開討議委員会（CNDP）へのプロジェクトの付託が2024年1月半ばに行われた。2024年10月に開始された公開討議は、2025年2月に終了する予定である。

2023年度の進展

2023年度には、年次レビューにおいて、これらの廃棄物の管理に関する最新の仮定が考慮された。これは引当金に重要な影響を与えなかった。特に、超低レベル金属廃棄物の再利用の促進に向けた、汚染度の高い活動に対する一般税の導入および永久閉鎖以降の貯蔵センターに係るINB税の引下げ（ANDRAが請求する貯蔵費用に変更をもたらす）を定める2024年財政法の影響が考慮された。

2024年度の進展

2024年度には、年次レビューにおいて、超低レベル廃棄物の貯蔵費用に係る仮定（ANDRAとの現在締結されている新契約に基づく）など、これらの廃棄物管理に関する最新の仮定が考慮され、引当金が56百万ユーロ増加した。

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成る。

これらの廃棄物は長寿命であり、長寿命中レベルおよび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では、これらの廃棄物について、特定の地下貯蔵を定めている。

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の地表付近貯蔵施設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。ASNの2020年8月6日付意見第2020-AV-0357号および第5回PNGMDR¹に基づいて、ANDRAは2024年3月に、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、黒鉛廃棄物の貯蔵場所としてヴォンドゥーヴル・スレーヌ用地以外の選択肢の検討につながる文書を提出した。同文書は現在ASNによって審査されている。

一方で、この廃棄物の放射性物質インベントリをより詳細に査定するためにEDFが実施した調査により、解体された最初の原子炉（シノンA2）から取り出された黒鉛を、特定の貯蔵センターの稼働を待たずに既存の地表貯蔵センター（CSA）に貯蔵する可能性を検討できるようになっている。

したがって、2045年までに撤去される原子炉から取り出したシノンA2の黒鉛に関する規定で現在モデル化されているシナリオは、CSAでの貯蔵である。この黒鉛については、特定の長寿命低レベル廃棄物センターでの貯蔵と合わせて、シノンに一時的貯蔵施設を建設することがリスクとして考慮されている。

その他の原子炉については、貯蔵施設における黒鉛の直接貯蔵が規定に含まれる。

高レベルおよび長寿命中レベル廃棄物

高レベルおよび長寿命中レベル廃棄物は、基本的に使用済核燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の運営、保守および解体による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付法律では、長寿命中レベルおよび高レベル廃棄物の可逆的深部地層処分を定めている。それがCigéo（産業用地層貯蔵センター）プロジェクトの目的である。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、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。決定された当該費用は、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。

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段階（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とが定められた。

これに関連して、ANDRAは2025年4月に、DGEC、ASNおよび関係する国会委員会に対し、Cigéoの最新の見積書を提示しなければならない。同見積書には、廃棄物産出業者を含む利害関係者の意見が付され、これを受けて政府は2025年9月頃にCigéoの新しい「目標費用」を決定する。

現段階では、この見積書の作成作業が進行中であり、複数の点について議論の余地が残されている。さまざまな作業およびその相互作用の総合的な影響のを見積るには、2025年度に最終化される全体構想を考慮する必要がある。

しかしながら、EDFは、2016年に設定された見積りに含まれていなかった特定の要素を十分に考慮するために、2024年度財務諸表において引当金を見直した。この見直しによって、現在進行中のその他の見積作業とは別に、823百万ユーロの引当金の増加が発生している。

高レベルおよび長寿命中レベル放射性廃棄物の貯蔵に対する引当金合計9,508百万ユーロは、廃棄物の量および特性に応じた産出業者分を考慮した貯蔵費用に基づいており、また、使用済核燃料の処理から生じる放射性廃棄物の予備的一時貯蔵、貯蔵用地への移送、および既存の施設で再利用できない使用済核燃料の直接貯蔵を含んでいる。

2016年以降のCigéoプロジェクトに関する主要なマイルストーンは以下のとおりである。

2018年1月11日にASNは、同プロジェクトが安全性オプション報告書（DOS）の段階において、全体として十分な技術的成熟度に達しているものと判断した。DGECの要請により、独立した専門家集団による詳細設計レビューが実施された。専門家集団は2020年末に、ANDRAが提出したファイルについて概ね肯定的な意見を表明した。

2021年9月15日から10月23日まで、公益事業宣言に関連する公聴会が開催された。その結果、調査委員から肯定的な意見（監督者に対する5つの勧告を含む）が提出され、2021年12月20日に公表された。委員会の結論では、この公聴会において「一般の人々からの数多くの意見が寄せられ、その大半が説得力のあるものであり、大多数がプロジェクトに賛成であった」こと、そしてCigéoは「タイムリーに関連性があり、堅固であった」と述べられた。

¹ 放射性物質および廃棄物管理に関する国家計画。政令第2022-1547号および施行令が2022年12月10日付官報にて公布された。

調査に先立って、投資総局（SGPI）によるCigéoの社会経済的評価のに関する専門的意見では、「プロジェクト全体および輸送部分の両方」に関して肯定的な意見が出された。SGPIでは、「Cigéoプロジェクトは、環境および健康リスクに対して高い健全性および保険的価値を有する」ことを強調した。

一方で、環境当局は、2021年1月13日付意見において、環境評価の教育的性質を強調した。当局は一連の勧告も発表し、ANDRAはこれを公聴会に組み込んだ。

2022年7月7日付政令第2022-993号により、Cigéoが公益事業として正式に認められ、ペイ・パロワ（ムーズ県）地域一貫性計画、オート＝ソー（ムーズ県）の自治体間地域都市計画およびゴンルクール＝ル＝シャトー（ムーズ県）の地域都市計画との整合性が確保された。また、2022年7月7日付政令第2022-922号により、Cigéoプロジェクトは、都市計画法第R.102-3条に規定される国益事業のひとつとなった。

2023年1月17日に、設置許可申請が提出された。

この提出を受けて、2023年6月22日にASNは、Cigéoの設置許可申請書を受理可能だと判断した。設置許可申請に対しては、2024年6月27日に環境当局の意見も出された。この段階を経て、本件の技術検証の作業の開始が可能になった。検証は、常設グループ（GP）の3つの会合により区切られていた。GP1（常設グループ1）は2024年4月に、GP2は2024年12月に開催され、GP3は2025年半ばに開催予定であり、ASNの意見は2025年11月に予定されている。

設置許可は、2027年末の取得が見込まれている。

現時点で、ANDRAの参考スケジュールではまずパイロット操業フェーズが予定されており、2035年から2040年の間の最初の廃棄物引渡しを考慮に入れている。

瀝青廃棄物処理の特別なケースに関しては、ASNは、DOSの検証において、Cigéoにある瀝青廃棄物を現状のまま貯蔵するための代替案を検討するよう要請した。2018年9月にDGECは、の瀝青廃棄物管理の現状を評価するよう専門家グループに委託した。専門家グループは2019年9月に、さまざまな管理オプション（貯蔵または中和化）が事前に実施可能であると結論付けた。しかしながら、最も妥当なオプションを特定するために、開始した調査を継続することが重要であると強調した。産出業者とANDRAの4者による合同調査プログラムで、現在この問題が検証されている。

また、Cigéoの課税に関しては、2021年財政法第127条に、このプロジェクトの税務上の変更（標準課税から貯蔵税に基づく課税への移行）が規定されている。しかしながら、2024年度末現在、同法に関連する措置および、それらが当該施設に対する課税水準に及ぼし得る影響は、まだ明確にされていない。

ICEDA

高レベルおよび長寿命中レベル廃棄物に関する引当金はまた、主にICEDA（業務廃棄物の処理・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968百万ユーロも含んでいる。

ビュジェの用地に建設されたICEDAは、発電所の運転（燃料管理以外）および解体による長寿命中レベル廃棄物の処理および貯蔵専用の施設である。同施設は2020年に稼働を開始し、2021年に最初の廃棄物の処理が行われた。

2021年以降、ICEDAはショーAの解体によるすべての業務廃棄物およびフェッセンハイムの最初の運転廃棄物の処理を行ってきた。

2024年にASNは、処理のために同施設への搬入が許可される廃棄物について、規制上の特性の変更を許可した。この変更により、ICEDAは、その設計の目的に含まれる廃棄物の100%を処理できるようになる。この新しい範囲を反映した処理の許可は、2025年初めに出される見込みである。

最後に、フェッセンハイム原子力発電所の2つの原子炉の永久閉鎖を受けて、EDFはICEDAでフェッセンハイムの解体廃棄物を処理できるように、ICEDAの設置許可政令の改正を申請した。改正政令は2025年に公布される見込みである。

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（INB）の廃炉に関して技術的および財務的責任を負っている。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条から第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。

- ・ 予定される閉鎖日から2年以上前の永久閉鎖届出。2015年8月17日付エネルギー移行法以降、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、重要性の程度がより低い重要な変更（単に運営者による大臣とASNへの届出を要求する）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。当局の検討と公聴会を経て、当局が解体作業を開始することを定める政令が制定される。
- ・ 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への届出または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。これにより基本的な原子力施設に係る法制度から除外する。

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、公衆衛生法第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、トリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）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（プレニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却（UNGG）炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、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、解体申請が現在ASNによる審査を受けており、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、国際的にも経験フィードバック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、既に経験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フィードバック（基本的に米国のものであり限定的）が活かせる。ショー発電所はまた、洞窟内に位置するという特異性を有しており、それによって、これは経験フィードバックがそのまま転用できず、固有の課題を伴う特有の作業でもある。

閉鎖された発電所について進行中の作業（特にショーのPWRに関して得られた経験フィードバック共有）、フェッセンハイムの900MW原子炉2基の概略予備調査、およびフェッセンハイムの解体準備作業により、2021年末には、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、特にこの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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日	増加		減少		その他 の変動 (2)	2024年 12月31日
	現在	営業(1)	金融	使用(1)	戻入		現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	13,002	-	594	(10)	-	(76)	13,510
永久に閉鎖された原子力発電所の 廃炉引当金	5,417	399	159	(264)	-	-	5,711
原子力発電所廃炉引当金合計	18,419	399	753	(274)	-	(76)	19,221

(1) 営業引当金の増加は主に、永久閉鎖となった発電所に係る見積りの年次レビューの結果（主に、以下に詳細が示される危険物質の処理および老朽化の項目に関連）に相当し、すなわち資産の裏付けのない引当金に係る。減少は、2024年度に負担した廃炉費用に対応している。

(2) 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に係る「その他の変動」には主に、2024年12月31日現在の実質割引率の変更が資産の裏付けがある引当金に及ぼす影響（298）百万ユーロ（注記26.5を参照）、およびフラマンヴィル3に関する2024年9月の原子炉の稼働を受けての廃炉引当金235百万ユーロの認識が含まれる。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

以下の2つのセクションに記載されている見積りの基礎は、現在稼働中の56基の原子力ユニットに関するものである（フラマンヴィル3については「2024年度の進展」の項を参照）。

引当金算定の経緯および気象エネルギー総局（DGEC）から委託された2014年-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年度以降、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFが実施した廃炉費用の詳細な調査により裏付けられ、その調査結果は、コンサルタントのLa Guardiaが特に米国の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、裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の動向および経験フィードバック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。この際に、EDFの最良の見積りおよびフランス内外の経験フィードバックを織り込むため、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額が、ダンピエール調査で得られた費用に基づいて再評価された。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。DGEC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フィードバック、技術変更の見込み、および支払時期の遠さから難しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFによる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た。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年度にEDFは、同社に伝えられたDGECが委託した監査による勧告および、第1世代の原子炉の解体作業（特にショーA）から得た経験フィードバックを反映させるべく、廃炉に関する見積りを改訂した。

見積りの改訂作業においては、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する詳細な分析が実施された。これにより、発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく計算が実現した。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実施された。2021年度には、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フィードバックを反映するべく、最初の900MWユニットに関する参考費用も更新された。

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、以下に説明するとおりである。

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。監視コスト、共用機材コストおよび用地の安全な作業状態の維持コストが通常これに該当する。

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現在稼働中のPWR発電所の見積りと比較して、解体費用をそれぞれ9%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16%を上回る。

シリーズ効果および相互効果は特に、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均解体費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

逆に、これらの計算は、生産性の変化および学習効果を非常に限界的にしか反映しない。DGECにより委託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、この選択肢が見積りの慎重性をもたらすと判断された。

慎重性の観点から、見積りにはリスクおよび不確実性の評価が以下のように含まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用、計画、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用に係る不確実性の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能であるが、偶発的な）実施リスクに相当するリスクの算入。2023年度末以降、これらのリスクの財務的影響は、以前実施されていた一定率の増加を通じた評価の代わりに、計画への影響（特にフェッセンハイム・プロジェクトのリスク登録簿の応用に基づく）を取り入れて特定されたリスクの登録簿の評価に基づいている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法により、現在稼働中のPWR発電所全体としてのマージンは約19.4%（フェッセンハイムの参考見積りは34.1%）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が、重要な年次調整は生じていない。

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の違いまたは国や規制の状況）の特定と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を裏付けている。

2023年度の進展

2023年度に、主に以下の手法の変更およびフェッセンハイムの経験フィードバックの内容を踏まえて、見積りの年次レビューが行われた。

- ・ 調査およびエンジニアリングのニーズの評価、解体に必要な既存設備の老朽化リスクの初期検討、ならびに閉鎖された発電所の廃炉プロジェクトの大半について2022年度にすでに実施された日程リスクの評価のための分析手法の実施の最終化に係る手法の変更（閉鎖された発電所の廃炉引当金および放射性廃棄物長期管理引当金にも適用）。
- ・ フェッセンハイムの解体準備の経験フィードバックを受けて、900MWシリーズについて、対のユニットで解体を開始するという仮定（以前はユニットごとに独立した開始という仮定であったのに対して）の考慮。
- ・ フェッセンハイムの用地の費用に係る最新の見通しなどを参考として考慮した不動産費用（施設の非産業部分の通常の稼働および保守を賄う）の更新。
- ・ 他の解体中の発電所について用いられる評価手法を適用した、PWR発電所に関して（以前はリスクの一括評価であったのに対し）特定されたリスク登録簿の考慮（特にフェッセンハイム・プロジェクトのリスク登録簿の応用を基盤とする）。
- ・ 稼働中の発電所の過去データに基づく、業務購入費用に関する外挿係数（転移および相互）の更新。

この年次レビューの上記の要素は全体として、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金に重要な影響を及ぼさなかった。

2024年度の進展

現在稼働中の原子力ユニット56基の廃炉に関する見積りについて年次レビューが行われたが、引当金に重要な影響はなかった。

異なる費用項目に関して行われた見積りに基づき、フェッセンハイムのユニット1基の廃炉完了のための費用見積りは(2024年のユーロで)約6.7億ユーロであるのに対して、全PWR発電所のユニット1基当たりの平均費用は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4.2億ユーロである。

一方、フラマンヴィル3については、2024年5月に実施された原子炉の核燃料装荷の後、EDFは（ASNの承認を得て）2024年9月3日に原子炉の初稼働を実施し、連鎖反応プロセスを開始した。この初稼働に伴い、フラマンヴィル3に関する廃炉引当金235百万ユーロが計上された。この算定は、最初の900MWユニットに関する参考費用をフラマンヴィル3（稼働期間は60年を予定）の構造に合わせて応用したものにに基づいている。

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フィードバック、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戦略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。同戦略には以下が含まれる。

- ・ 基本的に遠隔管理による解体工程
- ・ 2022年に始動した「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

この戦略の下で原子炉ケーソンの解体作業（用地の廃棄物除去および復元の段階を含む）は、原子炉により異なるが、2063年から2093年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2022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（放射線防護・原子力安全研究所）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」開始するよう求めた。

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。

また、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、専門会社のコンソーシアムがこれを実施した。この監査は2020年12月から2021年7月まで行われた。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」、「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する堅牢な見積り・年次改定手続」および「残るいくつかの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。

2023年度の進展

2023年度には、永久に閉鎖された原子力発電所の費用見積りの年次レビューにおいては、特に調査およびエンジニアリングのニーズの評価手法の変化、解体に必要な既存設備（例えばハンドリングおよび吊上げ設備）の老朽化リスクの把握、ならびに、大半の実施中解体プロジェクトに対して2022年度にすでに行われた日程リスクおよび不確実性の分析評価手法の広範な適用が考慮された。これらの一連の最新の要素により、引当金は182百万ユーロ増加した。

また、不動産費用（施設の非工業部分の通常の稼働および保守を賄う）に関連して、これらの費用見積りの更新により、閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金が41百万ユーロ増加した。

2024年度の進展

2024年には、手法に係る作業の中で、以下の2つの分野横断的な問題が掘り下げられた。

- ・ 危険物質（アスベスト、鉛等）の処理。用地におけるアスベストおよび鉛の在庫を統合し、危険物質リスクの管理を強化するとともに、これらの危険物質管理に係る追加費用および計画への潜在的な影響を評価することを目的として、複数年行動計画が開始された。これにより、引当金が229百万ユーロ増加した（アスベスト含有塗料に関する最近の規制の変更がフェッセンハイムにもたらす影響を考慮するための70百万ユーロを含む）。

現在稼働中の発電所に関するアスベスト含有塗料については、最近いくつかの含有検出があったが、アスベストが局所的に、特定の設備に限定されて含まれているのか（その場合、大きな追加費用なしでそれに合わせた処理を施すことができる）、あるいはフェッセンハイムの一部の建屋設備の塗料と同様、拡散されて含まれているのかを断定することはできない。これらの設備の特性評価には、より多くの診断が必要である。これに関して、情報システムで入手可能な情報を収集し、特性評価プログラムを策定するための行動計画が2025年度以降に予定されている。このプログラムは、解体の範囲を決定する大型塗装部品を優先的に対象とし、その後、他の電気機械設備に拡大される。この特性評価プログラムでは、現在稼働中の発電所の保守プログラムおよび診断士の実行能力が考慮に入れられる。

- ・ 老朽化への対応。2023年度に最もリスクの高いシステムについて実施された作業に続いて、詳細調査が実施された。同調査は、サン・ローランAシステムの分析に基づき、閉鎖された全拠点に関する推定を引き出して実施され、これにより引当金が108百万ユーロ増加した。

2024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、以下のとおりである。

(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	334	294
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム(1)	1,161	971
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	6,348	3,258
重水炉-ブレンニリス	444	381
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	690	604

(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燃料貯蔵施設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11億ユーロ）。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76億ユーロ）。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23億ユーロ）。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1300MW 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年に閉鎖され、解体命令発表後の2007年に原子力施設の解体が始まった。解体の最終段階は2016年に始まり、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。2022年まで現場で問題（公衆衛生危機の影響、ブリッジクレーンの使用不能）が生じていたが、2023年および2024年に容器解体は大幅に前進し、容器内部の構造の切断に続くプールの排水、容器の撤去に先立つ一次回路配管の切断、原子炉のある洞窟のブリッジクレーンの改修などが行われた。容器解体作業の終了は、2027年に予定されている。

また、2022年9月7日にフランスの国家調査機関であるCNRSとの間で、洞窟をニュートリノの基礎研究のために再利用する事を目的とする協働契約が締結された。

- ・ 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。

2024年度末現在、解体準備作業の進捗は、暫定日程とおりである。特に以下が実施された。

- すべての使用済核燃料が用地から撤去され、ラアグに移送された。
- 両原子炉の一次回路の大規模な除染作業（フルシステム除染（FSD））が成功裡に行われ、2023年6月に終了した。
- 使用済の蒸気発生器（ユニット1および2の運転時に交換された蒸気発生器）の上部部品の処理がスウェーデンで実施され、これらの使用済蒸気発生器の下部部品のスウェーデンへの輸送において通過する予定の国（フランス、ベルギー、ドイツ、オランダ、スウェーデン）の安全当局の多国間合意を現在取得中である。
- タービンホール放射性廃棄物の切断・通過施設への再整備に向けた電気機械解体作業。

その取得によって解体フェーズが開始される解体作業を指示する命令については、いくつかの重要な段階が達成された。特に、2020年12月に発電所解体申請書が環境移行省およびASNに提出されたのに続いて、2023年6月22日にGP（常設グループ）が開かれ、公聴会（2024年3月25日から4月30日）を経て、調査委員会と地方長官庁が賛同意見を表明した。

現行のスケジュールでは、フェッセンハイムの施設の解体命令は2025年半ばに取得される見込みであり、解体に適用される一般運用規則に係るASNの承認を得た後、2026年初めの発効を予定している。

- ・ UNGG炉：1973年から1994年の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年から2010年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。受理可能性分析におけるMSNR（原子力安全放射線防護ミッション）からの要請に応え、EDFは2024年2月に更新された申請書一式を提出した。2026年3月に予定されている常設グループを視野に入れ、ASNおよびIRSN（放射線防護・原子力安全研究所）によるこれらの書類の検証が2024年11月25日に開始された。

最初のUNG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2034年の予定であり、容器内部と黒鉛ブロックの最初の採取は2044年に開始されて14年間続く予定である。並行してその他のUNG用地では、その用地を（2040年までに）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フィードバックが収集されるまでの間、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年に閉鎖され、2006年に解体命令を受けた。その後の主要な段階として、用地内の施設（APEC）に向けた燃料除去、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、摘出および切断が完了している。原子炉容器の遮蔽プラグの除去、SCOT（回転閉じ込め構造）の設置および自動化工場の稼働を経て、容器内部の切断が2024年に開始された。2024年末には、遮蔽サポート板（容器内部の最初の部分）が容器から除去され、切断されて、廃棄物パッケージに梱包された。2025年度第1四半期には、2つめの部分であるダイヤグリッド（容器内から撤去する最後の大型部品）が順次除去され、同じく切断される予定である。同時に、2024年には炉心容器の蓋の解体が終了し、容器ピットおよび安全容器の解体作業が始まるなど、原子炉建屋内の作業が継続された。

スーパーフェニックス原子炉の解体は、2034年に終了することが計画されている。

- ・ プレンニリス：この発電所は1985年に閉鎖され、2011年に「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、タービンホール、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。2023年9月26日に、プレニリス発電所は「完全解体」命令を受け、その発効に伴い、ASNが2024年6月に新しい一般運用規則を承認し、2024年11月には新しい排水および取水方法に関するASNの最新の許可が取得され、これにより原子炉群の解体、格納容器の取り壊しが可能となり、用地の復元は2041年となる予定である。

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、使用済核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）。2023年3月31日の決定により、国務院は当該引当金の損金算入が認められないことを確定した。

2023年度は、炉心核燃料引当金は使用済核燃料処理業務のコストの更新を反映して、103百万ユーロ増加した。

2024年度は、炉心核燃料引当金はフラマンヴィル3発電所の炉心核燃料に関する22百万ユーロが含まれる。

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

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プ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。

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。計算されたUFR（2%のインフレを考慮）は、2024年度は3.22%となっているこれは、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。2024年末現在のソプリン利回り曲線は、0年から20年の間の支出は2.3%から3.6%の範囲（2023年度末現在は2.2%から3%）、20年から50年の間の支出は3.4%から3.6%の範囲（2023年度末現在は3%から3.2%）、そして、50年より後の支出は3.22%（2023年度末現在は3.35%）の率を示している。

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。

この計算に基づき、2024年度末現在のOAT債の金利のボラティリティの高さ（今後の低下が見込まれる）、および2025年度の金利のボラティリティを踏まえ、2024年12月31日現在採用された割引率は4.5%（2023年12月31日現在は4.5%）、仮定したインフレ率は1.9%の（2023年12月31日現在は2.0%）、すなわち2024年12月31日現在の実質割引率は2.6%（2023年12月31日現在は2.5%）である。

インフレ率の仮定の低下は、フランスにおけるインフレ予測の低下を反映している。UFR（最終的フォワード・レート）の基礎となるインフレの仮定に従って、引き続きECBの目標水準に相当する長期インフレ率2%が使用されている。

26.5.2 割引率の規制上の制限

採用される割引率は2つの規制上の制限に従わなければならない。環境法第D594-4条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日付省令を改正）に基づいて、割引率は以下を下回らなくてはならない。

- ・ 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ベース・ポイントに相当する。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

現行の法令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2024年12月31日現在において2.72%（2023年12月31日現在は2.85%）である。

上記に記載した方法により算定した2024年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.6%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

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
	年度末の 経済状況 に基づく費用	引当金 の現在 価値	年度末の 経済状況 に基づく費用	引当金 の現在 価値
使用済核燃料管理	24,849	16,211	18,998	12,657
営業サイクルに関連しない金額	7,794	4,496	3,658	1,760
放射性廃棄物長期管理	40,405	14,156	38,467	13,205
核サイクル終了費用	65,254	30,367	57,465	25,862
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	25,154	13,510	23,335	13,002
閉鎖された原子力発電所の廃炉	9,313	5,711	8,832	5,417
炉心核燃料	5,167	2,995	4,668	2,720
廃炉および炉心核燃料費用	39,634	22,216	36,835	21,139
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金*		52,583		47,001

* 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）の分布は以下のとおりである。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

(単位：百万ユーロ)	2024年度		
	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の 支払予定	10年後 以降の支払 予定*	合計
使用済核燃料管理	12,589	12,260	24,849
営業サイクルに関連しない金額	2,977	4,817	7,794
放射性廃棄物長期管理	6,548	33,857	40,405
核サイクル終了費用	19,137	46,117	65,254
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	623	24,531	25,154
閉鎖された原子力発電所の廃炉	3,854	5,459	9,313
炉心核燃料	1,146	4,021	5,167
廃炉および炉心核燃料費用	5,623	34,011	39,634

* 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24%および45%は放射性廃棄物長期管理引当金に關係し、それぞれ37%および93%は廃炉引当金に關係する予定である。

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。

(単位：百万ユーロ)	引当金の現在価値		割引率に対する感応度			
	2024年 12月31日現在		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
			+ 0.20 %	- 0.20 %	+ 0.20 %	- 0.20 %
核サイクル終了費用						
- 使用済核燃料管理	17,449	(314)	332		269	(285)
- 放射性廃棄物長期管理	14,156	(712)	795		543	(613)
廃炉および炉心核燃料費用						
- 現在稼働中の原子力発電所の廃炉	13,510	(588)	621			
- 閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,711	(164)	175		164	(175)
- 炉心核燃料	2,995	(97)	103			
合計	53,821	(1,875)	2,026		976	(1,073)
専用資産で填補される金額	38,507	(1,636)	1,777		833	(924)

割引率が±10ベース・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499/（523）百万ユーロを含め、（956）/993百万ユーロである。

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日付政令により、2023年11月22日政令により改定された環境法第D.594-1条以降の条項における専用資産に関する規制上の義務が体系化された。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。

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、最長5年と定めた。

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株式（現在はCTEを通じて保有）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。

2024年6月28日の取締役会により承認された戦略的配分は、2018年6月29日の取締役会が承認した前回の配分に調整を加えるものであり、以下のとおり構成される。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の29%）。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41%）。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。
- ・ 確定利付資産（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、段階的に達成される予定である。

EDF Investは利回り資産を管理するが、非上場投資ファンドを通じて、専用資産内の成長資産および確定利付資産の一部も管理している。

2024年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産9,485百万ユーロを含む合計10,839百万ユーロの実現可能価額で評価されている。

26.6.3 成長資産および確定利付資産

一部の成長および確定利付資産は、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、当社は成長資産と確定利付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、確定利付資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドはEDF Investにより管理されている（注記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、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。

利回り資産は、特に以下から構成されている。CTE、Teréga、Fjord1、Energy Assets Group、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Park、Aéroports de la Côte d'Azur、Madrileña Red de Gas（MRG）、Géosel、Orange Concessions、Optimus Tower、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、Clariane & Partenaires Immobilier、Issy Shift、92 France、LF Memphis、Nordic Logistics、Parcolog Invest、Encore+Bergère）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。

2024年12月31日現在のポートフォリオの明細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年12月31日現在		2023年12月31日現在	
		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		7,585	9,485	6,956	8,657
投資（CTEを含む）(1)	16.2	7,100	8,993	6,510	8,199
非上場ファンド（EDF Invest）(2)	16.5	496	503	443	455
現金性金融商品（デリバティブ）	18および31	(11)	(11)	3	3
成長資産		10,482	16,633	10,319	14,036
株式－投資ファンド中の株式	16.5	9,783	15,995	9,730	13,392
非上場株式ファンド（EDF Invest）(2)	16.5	698	699	588	589
現金性金融商品（デリバティブ）	18および31	1	(61)	1	55
確定利付資産		13,908	14,202	13,972	14,192
債券	16.5	12,878	13,172	12,277	12,488
非上場債券ファンド（EDF Invest）(2)	16.5	255	260	226	236
現金ポートフォリオ	16.5	364	365	1,095	1,104
非上場優先債券ファンド （EDF Invest）(2)	16.5	395	395	358	363
現金性金融商品（デリバティブ）	18および31	16	10	16	1
専用資産合計(3)		31,975	40,320	31,247	36,885

- (1) RTE株式の100%所有会社であるCTEの50.1%に対する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2024年12月31日現在で合計1,844百万ユーロ（2023年12月31日現在1,257百万ユーロ）、実現可能価額は2024年12月31日現在で1,857百万ユーロ（2023年12月31日現在1,280百万ユーロ）である。2024年12月31日現在、非上場優先債券ファンドはEDF Investが保有している。
- (3) 2023年ないし2024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第2007-243号第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

2024年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の104.7%が専用資産によって填補されていた。2024年12月31日現在、環境法に定める一部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。

引当金填補率が100%を超えているため、2024年度には専用資産への配分義務はなく、当年度の配分はなかった。

2023年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の108.5%が専用資産によって填補されており、これらの実現可能価額に係る規制上の上限も適用がなかった。

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)	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
使用済核燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	4,496	1,760
放射性廃棄物長期管理引当金	14,156	13,205
原子力発電所廃炉引当金	19,221	18,419
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	634	605
長期原子力債務の現在原価	38,507	33,989

26.6.7 2024年度の専用資産の変動

2024年度は、前年に続いて、特に米国の株式市場の好調な実績が特徴的であった。米国の経済成長は年間を通じて驚くべき力強さを発揮し、経済環境は、引き続きサービス全般および人工知能への投資に後押しされ、特に好調を維持した。米国の大統領選挙の結果は、インフレに悪影響を及ぼす可能性と、それによる連邦準備制度の金融政策の動きに対する不透明な見通しにもかかわらず、2024年度末の市場にプラスの影響を及ぼした（減税、規制緩和の期待）。それとは対照的に、欧州における経済成長は停滞が継続した。

2024年度の実績には米国と欧州の経済的相違が特に反映され、米国株が明らかなアウトパフォーマンスを見せた。その結果、米国株、テクノロジーセクターおよび一部の特定の銘柄（マグニフィセント・セブン）へのインデックスの集中度が高まった。

2024年度には、上場株式ポートフォリオは21.67%増加した。詳細を見ると、正味のパフォーマンス（ユーロ）は北米株式26.93%、欧州6.58%、日本19.78%、新興国15.08%に上った。

2024年度には、上場債券は4.30%増加した。同ポートフォリオは、金利感応度の戦術的な管理および、全体的に好調なクレジット運用成績の恩恵を受けた。ソブリン債ポートフォリオは2.48%、インフレ連動債券ポートフォリオは0.37%、ユーロ投資適格級クレジット・ポートフォリオは5.99%、短期ハイイールド債は5.02%の運用成績を記録した。

2024年度にEDF Investは、インフラ、不動産（物流、オフィス）、ならびにプライベートエクイティおよびプライベートデットの投資ファンドにおける少数持分の取得を通じて、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。

2024年度上半期に、EDF Investはスウェーデンにある物流倉庫（Nordic Logistic）の50%の取得、およびコンソーシアムとして、ノルウェーの電気フェリー運航会社Fjord1の40%の持分の取得を完了した。2024年度下半期にEDF Investは、フランスにある物流倉庫ポートフォリオ、Parcolog Investの50%の持分、パリ9区にオフィス資産を保有する不動産民事会社の株式の49%、および、オーストリアの通信タワー事業者Optimus Towerの支配を取得したコンソーシアムの40.1%の持分を取得した。

2024年12月31日現在、専用資産全体の運用成績は1,462百万ユーロを記録し、その内訳は金融損益879百万ユーロおよび臨時損益583百万ユーロであった。これは主に、受取利息および配当金（958百万ユーロ）、有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戻入（41百万ユーロ）、ならびに投資有価証券売却益（583百万ユーロ）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。

年度間の増加は主に、最近の稼働から得た最新の経験フィードバック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、従業員が稼働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、特に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・適用される規則および年金満額受給権を得るために必要な条件に基づき決定された退職年齢。
- ・従業員の年功を参考とする退職時の給与水準、予想昇進効果および年金水準の見込み動向に基づく退職時の予測給与水準。
- ・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。期中に稼働した追加の受給権に対応する。
- ・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／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。

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、法人格を有し、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の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。

この制度傘下メカニズムの結果、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。

IEG年金制度に関連する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IEG身分従業員の特別給付
- ・IEG身分従業員が規制業務（島部公共配電）について2005年1月1日以降に稼働した特別給付（同日より前に稼働した給付は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。

年金制度改革に関する2023年4月14日付法律は、2023年9月1日以降に雇用されたIEG身分従業員に関して、一般年金制度（CNAV、AGIRC-ARRCO）への加入を定めている。したがって、これらの従業員については、年金制度の資金調達是一般年金制度の資金調達の規則に従うが、IEG身分に関連したその他の給付（エネルギー現物給付、家族給付等）を引き続き受けることになる。

IEG特別制度および一般年金制度のIEG身分年金受給者に対する社会的給付の維持に関連する債務

IEG身分の年金受給者はみな、その年金制度を問わず、以下を含むIEG身分に関連する社会的給付を受ける。

- ・ 現物給付（エネルギー）：IEG従業員国家身分規定第28条は、IEG特別制度および一般年金制度の年金受給者に対して、現IEG身分従業員と同様の現物給付受給権の付与を定めている。これにより、これらの年金受給者に対して、電力および天然ガスに関する優遇価格が認められている。EDFおよびENGIEのIEG身分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IEG身分従業員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拠する）。これには、ENGIEとの間のエネルギー交換契約に基づく差額も含まれている。1951年にENGIEとの間で締結した契約にしたがって、EDGはEDGおよびENGIEの現従業員および退職者全体に電力を供給しており、引き換えにENGIEは、これらの人々にガスを供給している。これらの契約の結果、EDFは両社間で行われるエネルギー交換の結果として発生するEDFのIEG身分従業員が支払うべき差額を負担（または受領）する。
- ・ 家族給付および学費補助：IEG特別制度および一般年金制度の年金受給者は、IEG身分従業員と同様の給付を受ける。
- ・ 忌引手当：これは、年金制度を問わず、退職したIEG身分年金受給者の死亡時に発生する費用への資金援助を目的とするものである（国家身分規定第24条第3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、葬儀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）。

IEG身分従業員の退職に関連する負債

IEG身分の従業員はみな、年金制度を問わず、退職の際に以下の社会的給付を受ける。

- ・ 退職慰労金：これらは、年金制度を問わず、老齢年金の受給者になったIEG身分従業員、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て支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 退職前特別有給休暇：年金制度を問わず、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IEG身分従業員には、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。

特別年金制度に加入しているIEG身分従業員がさらされる負荷の高い業務の認定に関連する債務

規則では、IEG特別年金制度に加入するIEG身分従業員を対象に、負荷の高い業務の基準に該当する場合の早期退職の条件が定められている。2009年1月1日より前に雇用された従業員は、年金算定の際に被保険者期間の加算を受ける。2009年1月1日以降に雇用された従業員は、定年前退職の時間貯蓄（CFJR）内に確保した休暇の付与を受ける。

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とおりであった。

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在	増加		減少		2024年 12月31日 現在
		営業(1)(4)	金融(3)	営業(2)(4)	金融(5)	
雇用後給付引当金	11,581	358	777	(591)	(397)	11,728
長期給付引当金	954	108	31	(92)	-	1,001
従業員給付引当金	12,535	466	808	(683)	(397)	12,729

- (1) 過去勤務費用343百万ユーロ、数理計算上の損失の償却120百万ユーロおよび過去勤務費用に係る権利未確定給付3百万ユーロを含む。
(2) 雇用主の拠出額（654）百万ユーロ、数理計算上の利益（28）百万ユーロおよび過去勤務費用に係る権利未確定給付（1）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
2023年12月31日現在残高	23,933	(9,780)	14,153	3	(1,621)	12,535
2024年度純費用	1,151	(397)	754	1	93	848
未認識数理計算上の損益の変動	1,089	(108)	981	-	(981)	-
給付支払額	(1,085)	431	(654)	-	-	(654)
2024年12月31日現在残高	25,088	(9,854)	15,234	4	(2,509)	12,729

2024年度の債務に係る数理計算上の損益は（1,089）百万ユーロであり、以下のものを反映している。

- ・ インフレ率の変動（409）百万ユーロ
- ・ 各種比率の変化に関連する社会保障費の変動4百万ユーロ。
- ・ 実績による調整の変動1,494百万ユーロ。主に主要な報酬の変更および年金の再評価に起因する。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	2023年 12月31日 現在
過去勤務費用	343	292
利息費用（割引の影響）(1)	808	914
制度資産の期待運用収益	(397)	(368)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	(6)	9
数理計算上の損益の変動－長期給付	99	63
過去勤務費用－権利確定給付(2)	-	232
過去勤務費用－権利未確定給付	1	2
雇用後給付および長期給付に関する費用純額	848	1,144
うち：		
営業費用(3)	437	598
金融損益	411	546

- (1) 利息費用（割引の影響）808百万ユーロは、2023年1月1日（3.9%）から2024年1月1日（3.4%）までの間の割引率の低下の結果、2023年12月31日現在と比較して（106）百万ユーロ減少している。
(2) 2023年12月31日現在、2023年に発効した年金改革の影響により、過去勤務費用に係る権利確定給付は232百万ユーロである（2024年12月31日現在ではこれに相当するものがなかった）。
(3) 2024年度のこの金額は営業引当金の増加466百万ユーロから数理計算上の損益の戻入（28百万ユーロ）および過去勤務費用に係る権利未確定給付（1百万ユーロ）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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年12月31日 現在	増加		減少		2024年12月31日 現在
		営業	金融	営業	金融	
年金	7,535	210	601	(444)	(379)	7,523
CNIEG費用	462	6	13	(16)	-	465

現物給付（エネルギー）	2,633	75	115	(99)	-	2,724
退職慰労金	100	29	18	(8)	(18)	121
その他	851	38	30	(24)	-	895
雇用後給付引当金	11,581	358	777	(591)	(397)	11,728

(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	18,235	(9,416)	-	(1,296)	7,523
CNIEG費用	385	-	-	80	465
現物給付（エネルギー）	4,010	-	-	(1,286)	2,724
退職慰労金	532	(423)	3	9	121
その他	925	(15)	1	(16)	895
2024年12月31日現在の雇用後給付引当金	24,087	(9,854)	4	(2,509)	11,728

(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	17,838	(9,351)	-	(952)	7,535
CNIEG費用	380	-	-	82	462
現物給付（エネルギー）	3,362	-	-	F(729)	2,633
退職慰労金	522	(414)	3	(11)	100
その他	877	(15)	-	(11)	851
2023年12月31日現在の雇用後給付引当金	22,979	(9,780)	3	(1,621)	11,581

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。詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2023年12月31日 現在	増加 営業	金融	減少 営業	2024年12月31日 現在
業務上の事故または疾病に係る年金	805	99	26	(81)	849
長期勤続報奨	132	7	5	(9)	135
その他	17	2	-	(2)	17
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金	954	108	31	(92)	1,001

28.3 制度資産

資産／負債モデルに基づき管理されている制度資産は、退職慰労金および特別年金制度の特定給付の填補に割り当てられている。制度資産は、2024年12月31日現在9,854百万ユーロ（2023年12月31日現在9,780百万ユーロ）である。

制度資産の価額は、当年度において、主に金融市場の有利な動向が増進したことにより増加した。

この契約に基づく投資の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年12月31日 現在	2023年12月31日 現在
制度資産合計	9,854	9,780
特別年金給付向け資産	9,416	9,351
うち（％）：		
株式	33 %	31 %
貨幣性債券	65 %	67 %
不動産資産	2 %	2 %
退職慰労金向け資産	423	414
うち（％）：		
株式	42 %	41 %
貨幣性債券	58 %	59 %
その他の制度資産	15	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、以下のとおりである。

- 割引率は2024年12月31日現在3.40%（2023年12月31日現在3.40%）である。
- インフレ率は2024年12月31日現在1.90%（2023年12月31日現在2.00%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は19.38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2024年12月31日現在の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2024年度4.15%（2023年度4.10%）である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2024年度4.41%（2023年度4.27%）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、当該期間の社債の範囲が限られていることから、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、2024年12月31日現在の割引率を3.40%（2023年12月31日現在3.40%）に設定している。

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1.90%（2023年12月31日現在2.00%）である。

債務は、年齢グループおよび従業員区分別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、予測される全職歴についてインフレ率を含め2.90%である。

2024年度以降に適用される賃金法は、業界内において近年観察された平均昇給率（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

(単位：百万ユーロ)	2023年 12月31日 現在	増加		減少		その他	2024年 12月31日 現在
		営業	特別	使用	戻入		
以下に対する引当金：							
－人件費	52	52	-	(55)	(2)	-	47
－委譲運営資産の取替	286	8	-	-	(1)	(3)	290
－その他の費用	480	10	31	(142)	(5)	10	384
その他の費用引当金	818	70	31	(197)	(8)	7	721

注記30 偶発資産および負債

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、企業が必ずしも管理できない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。

偶発資産は、過去の事象から生じる潜在的な資産であって、企業が必ずしも管理できない1つまた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。

2024年12月31日現在の主な偶発債務および資産は以下のとおりである。

税務調査

フランスの税務当局は、2012年度から2021年度について、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。2024年7月5日付判決により、パリ行政控訴院は、第一審とすべての点において同一の判決を下し、争点となった引当金のうち一方についてEDFの立場を認めたが、他方については更正を支持した。

この判決は、EDFが第一審の判決の執行において2022年度にすでに297百万ユーロを支払っていることから、EDFに財務上の影響を一切もたらさなかった（2022年12月31日現在のEDF財務諸表に対する注記13.2を参照）。当社は、この判決のうち当社に不利な部分について上告した。一方、検察もまた、判決のうち当社に有利な部分について上告した。

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、一部の供給業者は、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、ARENH引渡しの全面的な停止または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部分の一時停止を求める申請を提出した。

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た。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Energie Grands ComptesおよびPriméo Energie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm Energy et Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesならびにEkwaterである。

これらの7件の訴訟のうち、4件は完全に終了し、Hydroption、TotalEnergiesおよびEkwaterの3件は現在係属中である。

Hydroptionの訴訟に関して、2021年4月13日にパリ商事裁判所は本案に係る判決を下し、EDFに対し、Hydroptionに5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。2021年10月15日、パリ控訴院は、不可抗力の免責事由は立証されておらず、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、商事裁判所の判決を取消した。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日に破産院に上告した。破産院は、2023年3月22日の判決により、手続き上の理由のみに基づいて、パリ控訴院の判決のすべての条項を破棄および無効とし、本案を控訴院に差し戻した。2024年6月24日の判決により、パリ控訴院は商業裁判所の判決を再度取り消し、Hydroptionの損害賠償請求を棄却した。2024年11月8日、清算人は破産院に上告した。

TotalEnergiesおよびEkwaterの訴訟では、パリ商事裁判所は2021年11月30日に本案に関する2つの判決を下し、EDFに対し、TotalEnergiesに53.9百万ユーロ、Ekwaterに1.8百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。EDFはこの2つの判決に対し控訴した。控訴院での口頭弁論が2025年3月20日に予定されている。

フランスの競争当局（ADLC）による調査

2024年12月31日以降、EDFグループは競争当局による2件（Plümの訴状およびXélanの訴状）の審査の対象となっている。この手続きは現在進行中である。

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、損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いる。URSSAFによる2020年から2022年までの検査は2023年に終了した。2024年に受領した更正に係る結論は、EDFの2024年12月31日現在の財務諸表に反映されている。

E-Pangoの訴訟

E-Pango社は、2023年12月14日にパリ商事裁判所にて、RTEと締結した均衡責任契約（Accord de Responsable d'Equilibre）の解約に伴い被ったとされる損害の全面的賠償を求め、EDF、RTE社およびEnedis社に対する訴訟を提起した。この解約により、E-Pangoの転売のための購入許可が停止され、同社の顧客は、EDFが臨時で供給を担う非常用供給に移行することとなった。

E-Pangoは、RTEとの契約の解約は不当な形で行われ、そもそもEnedisの協力を得てEDFに利益をもたらすRTEの排除戦略に他ならないと考えている。

したがってE-Pangoは、その競争的ポジショニングの経済的価値の損失として、特に供給事業の停止に関連する150百万ユーロの損害の全面的賠償を求めている。

同時に、E-Pangoは競争当局に対して訴状を提出したが、当局は2023年9月7日の決定により、E-Pangoが告発した反競争行為に関して決定を下す権限がないことを表明した。E-Pangoはパリ控訴院に控訴した。

2024年5月27日にパリ商事裁判所において審理が開かれ、EDF（EnedisおよびRTEと同様）は、パリ控訴院の判決まで手続きを停止するように要請した。2024年7月2日にパリ商事裁判所は、手続きの停止を命じる判決を下した。

ENGIEの賠償訴訟

ENGIE社は2024年6月13日にパリ商事裁判所にて、EDFおよびその子会社Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびIZI Confortを相手取り、2022年2月22日付決定第22-D-06号により競争当局が制裁を課した行為によって同社が被ったとする損害の賠償を求める訴訟を提起した。

EDFはENGIE社の請求の正当性に強く異議を唱えている。商事裁判所における手続きは進行中である。

コンサルタント契約—刑事捜査

2016年7月28日、会計検査院は国家金融検察に、EDFの購買方針に関する報告書を送付した。同報告書の送付を受けて、国家金融検察は予備調査を開始し、経済犯罪抑止部（Brigade de répression de la délinquance économique, BRDE）に捜査を託した。2023年10月に、Henri Proglio、Alain TchernonogおよびEDFが、外部コンサルタント（14名）の雇用に関連した便宜供与の容疑で2024年5月21日から6月13日まで出廷するよう召喚された。EDFは出訴期限を理由に異議を唱え、容疑を否定した。

審理を経て、検察はHenri Proglioに対して2年の拘禁刑および200,000ユーロの罰金を、EDFに対して1百万ユーロの罰金を求刑した。公的契約の禁止という追加処罰は求刑されなかった。

パリ司法裁判所は9月30日付判決により、EDFの主張を認め、被告人全員に無罪を言い渡した。

ベルギーにおけるインフラマージナル・レントの負担金

ベルギーでは2022年8月1日から2023年6月30日の期間に適用されるインフラマージナル・レントの負担金が現在、特に違憲および条約違反を根拠とする訴訟の対象となっている。当該負担金は、2022年10月6日に欧州連合が採択した発電量に対するインフラマージナル・レント（CRI）に関する欧州メカニズムの枠組みにおいて導入された（注記8を参照）。同争訟は現在、欧州の当局により審査されている。

注記31 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2024年	2023年
	1年未満	1年～5年	5年超	12月31日 現在総額	12月31日 現在総額
負債					
社債	2,038	11,474	43,282	56,794	51,414
金融機関からの借入債務	1,032	7,754	814	9,600	15,143
その他の借入債務	3,558	5	-	3,563	8,600
その他の金融負債					
—消費財に係る前受金	1	3	25	29	34
—その他	3,178	541	1	3,720	5,472
金融負債（注記32を参照）	9,807	19,777	44,122	73,706	80,663
前受金および未成業務受入金⁽¹⁾	2,924	-	-	2,924	2,520
買掛金および関連勘定 ⁽²⁾	9,209	-	62	9,271	10,037
税金および社会保障費負債 ⁽³⁾	9,072	-	-	9,072	7,625
固定資産関連負債および関連勘定	2,629	18	-	2,647	2,520
その他の負債 ⁽⁴⁾	26,786	-	3,377	30,163	33,536
営業、投資およびその他の負債	47,696	18	3,439	51,153	53,718
現金性金融商品⁽⁵⁾	2,376	461	459	3,296	2,913
繰延収益⁽⁶⁾	489	1,024	1,627	3,140	3,367
負債合計	63,292	21,280	49,647	134,219	143,181

- (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、2024年12月31日現在2,168百万ユーロ（2023年12月31日現在1,808百万ユーロ）を含む。
- (2) 2024年度の低下は主に、原子力発電量の向上（注記2.1.7を参照）による購入量の減少に起因する、EDF Tradingへ支払うべき負債に関係している。
- (3) 2024年12月31日現在、税金および社会保障費負債の増加は主に、売上高を対象に徴収されるVATの引上げと相関している。この項目は、2023年2月1日現在の事業顧客向け0.5ユーロ/MWhおよび住宅顧客向け1ユーロ/MWhの料金に替わって、2024年2月1日以降の事業顧客向け20.5ユーロ/MWhおよび住宅顧客向け21ユーロ/MWhの料金の段階的適用に関連した、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-CSPEI,008百万ユーロ（2023年12月31日現在49百万ユーロ）も含んでいる。
- (4) 主に子会社との間の当座勘定、投資およびキャッシュ・プーリング契約の金額。2024年12月31日現在の残高は、Arabelle Holdingの資産完全移転の際にEDFの貸借対照表の負債へ計上された与信枠の引出し93百万ユーロを含む（注記2.1.6を参照）。2023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2,030百万ユーロ（これに対し2024年12月31日現在792百万ユーロ）も含んでいる（注記18（2）を参照）。
- (5) 現金性金融商品は、特に、為替商品に係る未実現損失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貸方残高（2024年12月31日現在1,639百万ユーロ、これに対し2023年12月31日現在1,163百万ユーロ）を含んでいる。
- (6) 2024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2,137百万ユーロ（2023年度2,089百万ユーロ）から成る。これにはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFグループに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間（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。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。

注記32 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）。

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)	2023年		新規 借入	返済	換算調整 (実現 および 未実現)		2024年 12月31日 現在
	12月31日 現在				その他		
社債（ユーロ建）	492	-	-	-	-	-	492
社債（ユーロ建以外）	14,371	2,645	-	820	-	-	17,836
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建）	20,423	3,100	(2,492)	-	-	-	21,031
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建以外）	16,128	931	(426)	802	-	-	17,435
社債(1)	51,414	6,676	(2,918)	1,622	-	-	56,794
長期借入金（ユーロ建）	13,457	5,450	(10,895)	-	-	-	8,012
長期借入金（ユーロ建以外）	1,686	1,531	(1,704)	75	-	-	1,588
短期借入金（ユーロ建）	-	-	-	-	-	-	-
金融機関からの借入債務(2)	15,143	6,981	(12,599)	75	-	-	9,600
譲渡性負債商品（ユーロ建）	5,049	-	(2,068)	-	-	-	2,981
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	-	3	-	7	-	-	10
契約上の金融借入債務	3,551	2,943	(5,922)	-	-	-	572
その他の借入債務(3)	8,600	2,946	(7,990)	7	-	-	3,563
借入債務合計	75,157	16,603	(23,507)	1,704	-	-	69,957
消費財に係る前受金	34	-	-	-	(5)	-	29
その他の前受金	3,557	54	(3,812)	9	2,846	2,654(4)	
銀行当座借越	799	-	-	-	(740)	59	
繰延銀行借方勘定	24	-	-	-	(7)	17	
未払利息	1,092	-	-	-	(102)	990	
その他の金融負債	5,472	54	(3,812)	9	1,997	3,720	
金融負債合計	80,663	16,657	(27,319)	1,713	1,992	73,706	

- (1) 社債の増加は、主に、総額6,676百万ユーロのマルチ・トランシェ優先債の発行（注記2.2.1、2.2.2、2.2.5、2.2.6、2.2.9および2.2.10を参照）が、社債の償還（2,918）百万ユーロおよび外国為替による影響1,622百万ユーロにより部分的に相殺された結果である。
- (2) 当期の減少は主に、二者間与信の引出しの早期償還（126）億ユーロが二者間与信の新たな引出しによる影響70億ユーロにより部分的に相殺された結果である（注記2.2.3を参照）。
- (3) その他の借入債務の変動は主に、発行額を差し引いた譲渡性負債商品の償還による（2,058）百万ユーロ（2023年度（5,638）百万ユーロ）および、買戻契約に基づく銀行数行への現金支出を伴う債券譲渡による（2,979）百万ユーロから成る。

(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1,250百万ユーロ（2013年1月のユーロ債券発行に関してEDFが2025年1月29日に行使した償還オプションに関連する）を含む（注記2.2.4および23を参照）。また、主に購入義務市場での取引完了に必要な保証としてEDFが受け取った保証金の額820百万ユーロ（2023年12月31日現在2,551百万ユーロ）も含む。さらに、取引銀行から担保として受け取った債券345百万ユーロ（その見合いは市場性のある有価証券に計上された）（注記19（2）を参照）およびファクタリング・プログラムに関する98百万ユーロを含む。

32.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

	貸借対照表上の負債の構成				ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の貸借対照表上の負債の構成			
	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 構成比 (%)	債務 構成比 (%)
(単位：百万ユーロ)									
合計 I－ユーロ		33,089	100 %	47 %		30,846	63,935	100 %	91 %
CAD	1,250	836	2 %	1 %	(1,250)	(836)	-	-	-
CHF	785	834	2 %	1 %	(785)	(834)	-	-	-
GBP	8,534	10,292	28 %	15 %	(3,549)	(4,280)	4,985	6,012	100 %
HKD	2,416	299	1 %	-	(2,416)	(299)	-	-	-
JPY	205,800	1,262	4 %	2 %	(205,800)	(1,262)	-	-	-
NOK	1,000	85	-	-	(1,000)	(85)	-	-	-
USD	24,165	23,260	63 %	34 %	(24,155)	(23,250)	10	10	-
合計II－ユーロ以外		36,868	100 %	53 %		(30,846)	6,022	100 %	9 %
合計I+II		69,957		100 %		-	69,957		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34.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

32.2 ヘッジ前後の金利種類別借入債務の内訳

	貸借対照表上の負債の構成			ヘッジ手段 の影響	ヘッジ後の貸借対照表上の 負債の構成		
		% 2024年 12月31日 現在	% 2023年 12月31日 現在			% 2024年 12月31日 現在	% 2023年 12月31日 現在
(単位：百万ユーロ)	合計			合計	合計		
長期借入債務およびEMTN	58,825			(25,803)	33,022		
短期借入債務	2,988			-	2,988		
固定金利での借入債務	61,813	88 %	81 %	(25,803)	36,010	51 %	48 %
長期借入債務およびEMTN	7,579			25,803	33,382		
短期借入債務	565			-	565		
変動金利での借入債務	8,144	12 %	19 %	25,803	33,947	49 %	52 %
合計	69,957	100 %	100 %	-	69,957	100 %	100 %

注記33 未実現為替差益

2024年12月31日現在の未実現為替差益は260百万ユーロ（2023年12月31日現在310百万ユーロ）であり、このうち137百万ユーロはクロス・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社債に関係し、54百万ユーロはクロス・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社債に係る。

その他の情報

注記34 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、組織的市場また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規則第2015-05号の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る。未実現利益は考慮されない。

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規則第2015-05号に準拠して、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。

34.1 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。

		2024年12月31日現在		2023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
(単位：百万ユーロ)					
1ー金利取引					
短期金利スワップ					
	EUR	-	-	-	-
長期金利スワップ					
	EUR	27,557	27,557	19,677	19,677
	USD	8,416	8,416	5,801	5,801
	GBP	6,557	6,557	3,556	3,556
	CAD	850	850	341	341
小計		43,380	43,380	29,375	29,375
2ー外国為替取引					
先渡取引および外国為替オプション					
	EUR	47,517	39,254	48,176	40,688
	USD	18,220	22,790	24,546	26,657
	GBP	16,446	18,047	12,951	16,481
	BRL	716	716	566	566
	CNY	660	653	997	991
	CHF	525	860	468	713
	ILS	372	372	382	382
	CAD	361	608	209	412
	JPY	255	1,068	188	1,201
	PLN	194	236	208	256
	MXN	175	175	162	162
	AUD	82	219	-	-
	SEK	39	112	-	-
	NOK	-	7	329	329
	その他	256	256	282	387

長期通貨スワップ

	USD	26,396	1,721	21,648	1,871
	GBP	18,967	3,990	18,632	2,897
	EUR	7,769	49,055	4,294	42,481
	JPY	1,560	71	1,235	51
	CAD	1,324	-	683	-
	CHF	803	-	945	-
	HKD	258	-	280	-
	NOK	122	-	89	-
	ILS	46	46	65	65
	PLN	-	57	-	31
小計		143,063	140,313	137,335	136,621
3-証券化スワップ		-	-	-	-
4-市場性のある有価証券取引		-	-	-	-
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		186,443	183,693	166,710	165,996
5-コモディティ・スワップ					
石油製品（千バレル）		4,720	4,720	4,616	4,616
電力製品（TWh）		57	133	24	38

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2024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。

34.2 金融商品取引の純利益への影響

（単位：百万ユーロ）	2024年度	2023年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品*	318	294
為替商品	401	161
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	54	128
為替商品	(104)	(42)

*スワップに係る金利を含む。

34.3 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、2024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とおりである。

（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、キャップ、フロア	114	191
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	171	348
- クロス・カレンシー・スワップ	2,282	1,988
コモディティ・ヘッジ		
- 電力製品	-	143
- 石油製品	-	(7)
合計	2,567	2,663

注記35 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

2024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。）の内訳は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)	期限				2024年	2023年
	1年未満	1年～5年	5～10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
オフバランスシート・コミットメント (付与)	20,002	24,705	13,568	13,922	72,197	59,205
営業コミットメント	7,734	16,979	13,166	12,473	50,352	41,217
- 燃料およびエネルギー購入 コミットメント	3,654	11,833	10,209	10,705	36,401	31,424
- その他の営業コミットメント	4,080	5,146	2,957	1,768	13,951	9,793
投資コミットメント	4,540	3,779	402	24	8,745	7,610
資金供与コミットメント	7,728	3,947	-	1,425	13,100	10,378
オフバランスシート・コミットメント (受取)	3,983	12,778	2,624	303	19,688	16,751
営業コミットメント	1,333	1,584	2,624	303	5,844	2,514
投資コミットメント	16	6	-	-	22	46
資金供与コミットメント	2,634	11,188	-	-	13,822	14,191

35.1 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。

35.1.1 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。

2024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とおりである。

(単位：百万ユーロ)	期限				2024年	2023年
	1年未満	1年～5年	5～10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
電力購入および関連サービス	1,094	4,619	5,424	8,877	20,014	16,405
核燃料購入	2,560	7,214	4,785	1,828	16,387	15,019
電力および核燃料購入コミットメント	3,654	11,833	10,209	10,705	36,401	31,424

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。

当年度中の変動は主に、新規契約によるEDF（SEI）の購入コミットメントの増加に起因している。

上記に報告した義務に加えて、2000年2月10日付法第10条に基づいて、フランス本土で、EDFは、発電会社の要求により、また、一定の技術的特徴に準拠して、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所、小型水力発電所および太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務がある。

この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2024年度の合計は48TWh（2023年度は50TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2023年度は5TWh）、風力発電に係るもの20TWh（2023年度は23TWh）、太陽光発電に係るもの15TWh（2023年度は14TWh）および水力発電に係るもの2TWh（2023年度は2TWh）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。

35.1.2 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。

また、2024年5月31日にGE Steam Powerの原子力事業を取得したことで（注記2.1.6を参照）、EDF SAは、2024年12月31日現在、付与済みの親会社保証および銀行保証に関する3,148百万ユーロのコミットメントを付与した。

それに対応する形で、EDF SAは、下位企業集団Arabelleから3,148百万ユーロのコミットメントを見返りとして受領した（注記35.2.1を参照）。当該コミットメントは、EDF SAが責任を問われた場合に行使できる。

35.1.3 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。

EPR2に関して、投資の最終決定に先立ち、オフバランスシート・コミットメントに含まれる額は、締結した契約の総額ではなくEDFにとって不可避的なコミットメントに相当する。

35.1.4 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、HPCの資金供与を背景としたEDF Energyに対する4,365百万ユーロに関連している。この増加は、EDF Renewablesにおける事業の資金供与を背景としたコミットメントの減少(1,573)百万ユーロによって一部相殺された。

35.2 コミットメント（受取）

35.2.1 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、ならびにEDFとNUWARDとのNUWARD SMRプロジェクト向け特許およびノウハウライセンス契約に関連している。
- ・ Edvanceに関する従業員出向コミットメント。
- ・ 営業に関連して付与されたコミットメントの見返りである、下位企業集団Arabelle取得に関連するコミットメント（注記2.1.6および35.1.2を参照）。

35.2.2 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。

35.3 その他のコミットメント

35.3.1 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3GW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、2022年8月16日付法律以後、毎年120TWhを上限とする電力を対象としている。

35.3.2 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、引渡しおよび貯蔵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5億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0.8百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立方メートル）に関する米国からのLNG輸入契約に署名した。

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、每期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年度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年から、不利な契約に係る引当金が計上されている。

2023年度にEDFは、Edisonのもとで2024年から2036年に渡る123.6億立方メートルの米国LNG購入契約に署名した。

注記36 関連当事者

36.1 フランス政府との関係

2023年6月8日のスクイズアウトの実施および自己株式の購入により、フランス政府は2024年12月31日現在、EDFの資本の100%を保有している。これにより、フランス政府は一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（Cour des Comptes）または議会による監査、およびフランス財務監督局（Inspection générale des finances）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

36.2 ENGIEとの関係

コルシカのアジャクシオ市およびバステリア市における液化石油ガス（LPG）の配送および供給に関する共通サービスに関し、2022年財政法第96条の採択を受けて、コルシカのエネルギー複数年計画の簡略修正に関する2023年6月30日付政令第2023-554号は、液化石油ガス供給網事業の終了を2038年12月31日に定め、2024年以降の段階的な利用の終了を計画している。

2023年9月12日付政令第2023-872号は、液化石油ガス利用の電気または再生可能エネルギーへの転換に関連する費用をフランス政府が部分的に負担する条件を定めている。アジャクシオ市およびバステリア市の委譲の入札は、不調の宣言を経て再開された。Engieによる応札が現在行われており、2025年夏までの割当を目指している。

現時点では、これらの進展はEDFに影響を及ぼさないが、委譲の更新が有効となれば、EDFは今後15年間でLPG事業を段階的に終了するための計画を決定するために、いくつかのテストセクターに取り組むことが求められる。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。

36.3 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（使用済核燃料の輸送、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

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclageとの間の使用済核燃料の輸送、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37 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。

2023年度および2024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、以下のとおりであった。

ユーロ	2024年度	2023年度
Luc RÉMONT、会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	450,000	450,000
取締役 ⁽²⁾	700,300 ⁽³⁾	530,163

- (1) 2024年2月15日の会議において取締役会は、Luc RÉMONT氏の年間固定報酬総額を、2024年度についても2023年度の会長兼最高経営責任者職と同額の450,000ユーロに維持することを決定した。会長兼最高経営責任者は、2024年度に現物給付を受けなかった。
- (2) 2024年6月11日開催の株主総会では、取締役会の報告に留意した上で、2024年度の報酬として取締役に支給する、フランス商法第L.225-45条に規定される年間固定報酬額を675,050ユーロに定めることを決定した。2023年6月28日開催の株主総会では、職務に対して取締役に年間固定報酬460,000ユーロを支給する旨、ならびに取締役会の作業部会および特別委員会への参加を理由として追加報酬90,000ユーロを支給する旨の取締役会の提案が承認された。
- (3) この金額には、取締役に支給された以下の報酬を含む。
- 2024年2月の総額345,000ユーロ。この金額は、2023年度の固定報酬の半分（2023年度下半期分）および年間変動分に相当する。
 - 2024年7月の総額355,300ユーロ。この金額は、取締役による2024年度上半期の取締役会への出席状況、および各取締役が務めた具体的な役職（委員会の役員または委員長）に応じた2024年度上半期の報酬、ならびに戦略計画に係る作業部会に参加した一部の取締役に支給された追加報酬79,000ユーロに相当する。

注記38 後発事象

以下に記載する点、ならびに注記2.2.4、3.1、14および30に記載した事象を除き、期末日後に発生した事象はない。

38.1 額面500百万米ドルの優先グリーンボンド「フォルモサ債」の発行

EDFは2025年1月6日に、変動クーポンSOFR+1.15%満期5年のグリーン優先債「フォルモサ債」を発行し、500百万米ドルを調達した。

かかる発行による純収入と同額の全額が、フランスの既存原子炉の稼働期間を延長するために、EDFのグリーンファイナンスの枠組みに定義され、EUタクソノミーに準拠した投資の資金調達および／または資金再調達に使用された。

かかる取引により、EDFは2050年までのカーボンニュートラルの達成に貢献する戦略および目標の資金を調達できるようになる。ちなみに、フランスの原子力発電所の炭素集約度は4gCO₂/kWhである。

決済および交付は2025年1月20日に行われ、当該社債は同日付で、タイペイエクスチェンジおよびルクセンブルク証券取引所が運営する多角的取引制度であるユーロMTFでの売買が認められた。

38.2 額面19億米ドルのマルチ・トランシェ優先債の発行

EDFは2025年1月6日に、以下の3つのトランシェの優先債を発行し、19億米ドルを調達した。

- 700百万米ドルの社債、満期10年、固定クーポン5.750%
- 800百万米ドルの社債、満期30年、固定クーポン6.375%
- 2024年4月22日に追加発行された400百万米ドルの社債、当初満期40年、固定クーポン6.000%

かかる取引により、EDFは2050年までのカーボンニュートラルの達成に貢献する戦略および目標の資金を調達できるようになる。

米ドル建て社債の決済および交付は2025年1月13日に行われ、当該米ドル建て社債は同日付で、ルクセンブルク証券取引所が運営する多角的取引制度であるユーロMTFでの売買が認められた。

38.3 既存の債券シリーズに係る合計480百万ユーロおよび100百万英ポンドの追加債券発行

EDFは2025年1月24日に、以下の4つの既存の債券シリーズに類似する新たな社債により480百万ユーロおよび100百万英ポンドを調達した。

- フランスの原子炉の稼働期間延長の資金を調達するために2023年12月5日に発行されたグリーンボンドに類似の250百万ユーロの追加発行（当初満期3.5年、固定クーポン3.750%）
- 2022年10月12日に発行された社債に類似の100百万ユーロの追加発行（当初満期7年、固定クーポン4.375%）
- 再生可能エネルギーおよび水力発電プロジェクトの資金を調達するために2024年6月17日に発行されたグリーンボンドに類似の130百万ユーロの追加発行（当初満期12年、固定クーポン4.375%）
- 英国のヒンクリー・ポイントCプロジェクト建設に対する投資の資金を調達するために2024年11月8日に発行された社債に類似の100百万英ポンドの追加発行（当初満期40年、固定クーポン6.500%）

かかる取引により、EDFは2050年までのカーボンニュートラルの達成に貢献する戦略および目標の資金を調達できるようになる。

社債の決済および交付は2025年1月31日に行われ、当該社債は同日付で売買が認められた。

38.4 額面750百万カナダドルのマルチ・トランシェ優先グリーンボンドの発行

EDFは2025年1月30日に、以下の2つのトランシェの優先グリーンボンドを発行し、750百万カナダドルを調達した。

- ・ 450百万カナダドルのカナダドル建てグリーン債、満期10年、固定クーポン4.573%
- ・ 300百万カナダドルのカナダドル建てグリーン債、満期30年、固定クーポン5.231%

かかる発行による純収入と同額の金額が、フランスの既存原子炉の稼働期間を延長するために、EDFのグリーンファイナンスの枠組みに定義され、EUタクソノミーに準拠した投資に割り当てられた。

かかる取引により、EDFは2050年までのカーボンニュートラルの達成に貢献する戦略および目標の資金を調達できるようになる。

カナダドル建てグリーン債の決済および交付は、2025年2月6日に行われた。

[次へ](#)

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	5.1	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	5.3	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	5.4	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	3 906	11 228
Excédent brut d'exploitation	5	36 523	39 927
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	443	363
Dotations aux amortissements		(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	10.7	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation		18 327	13 174
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	8.2	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	8.3	6 352	4 469
Résultat financier	8	(932)	(3 349)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		17 395	9 825
Impôts sur les résultats	9	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	883	257
Résultat net des activités en cours de cession		29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		11 854	7 612
Dont résultat net - part du Groupe		11 406	10 016
Résultat net des activités poursuivies		11 378	10 016
Résultat net des activités en cours de cession		28	-
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		448	(2 404)
Activités poursuivies		447	(2 404)
Activités en cours de cession		1	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

État du résultat global consolidé

	Notes	2024			2023		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
(en millions d'euro)							
Résultat net consolidé		11 406	448	11 854	10 016	(2 404)	7 612
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	2 146	(7)	2 139	7 089	77	7 166
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(534)	1	(533)	(1 844)	(18)	(1 862)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(666)	-	(666)	(107)	-	(107)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		10	-	10	23	-	23
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.12	539	-	539	970	-	970
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(139)	-	(139)	(247)	-	(247)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	18.7.5	133	-	133	(126)	-	(126)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(34)	-	(34)	32	-	32
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 256	385	1 741	326	204	530
Quota part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		166	(7)	159	(244)	(12)	(256)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		2 977	372	3 349	5 872	251	6 123
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.12	8	-	8	46	1	47
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	16.1.3	(791)	67	(724)	564	(15)	413
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		7	(19)	(12)	164	35	199
Quota part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		149	-	149	(19)	-	(19)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		(627)	48	(579)	755	(115)	640
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		2 350	420	2 770	6 627	136	6 763
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		13 756	868	14 624	16 643	(2 268)	14 375
Dont résultat global des activités poursuivies		13 727	868	14 595	16 643	(2 268)	14 375
Dont résultat global des activités en cours de cession		29	-	29	-	-	-

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11.1	68 663	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	10 167	9 037
Actifs financiers non courants	18.1	55 951	48 327
Autres débiteurs non courants	13.4	1 979	2 110
Impôts différés actifs	9.3	4 553	7 403
Actif non courant		275 704	259 331
Stocks	13.2	19 248	18 092
Clients et comptes rattachés	13.3	24 139	26 833
Actifs financiers courants	18.1	26 739	39 442
Actifs d'impôts courants		834	669
Autres débiteurs courants	13.4	10 355	9 074
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	7 597	10 775
Actif courant		88 912	104 885
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	589	596
TOTAL DE L'ACTIF		365 205	364 812

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2024	31/12/2023
(en millions d'euros)			
Capital	14	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		60 771	50 084
Capitaux propres - part du Groupe		62 855	52 168
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.4	11 029	11 951
Total des capitaux propres	14	73 884	64 119
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	15	68 829	60 206
Provisions pour avantages du personnel	16	17 284	15 895
Autres provisions	17	6 022	4 878
Provisions non courantes		92 135	80 979
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	50 603	50 010
Passifs financiers non courants	18.3	71 096	69 724
Autres créditeurs non courants	13.6	6 039	5 685
Impôts différés passifs	9.3	1 070	978
Passif non courant		220 943	207 376
Provisions courantes	15, 16.1 et 17	6 920	7 294
Fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 466	19 687
Passifs financiers courants	18.3	18 888	38 103
Dettes d'impôts courants		351	1 111
Autres créditeurs courants	13.6	24 631	26 975
Passif courant		70 256	93 170
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	122	147
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		365 205	364 812

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euro)	Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		11 854	7 612
Résultat net des activités en cours de cession		29	-
Résultat net des activités poursuivies		11 825	7 612
Pertes de valeur / (reprises)	10.7.1	1 835	13 011
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 027	18 116
Produits et charges financiers		1 076	1 934
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		582	702
Plus ou moins-values de cession		141	234
Impôt sur les résultats	9	4 887	2 470
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	683	(257)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1	(1 452)	(7 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		33 604	36 037
Frais financiers nets décaissés ⁽¹⁾		(2 362)	(2 241)
Impôts sur le résultat payés		(3 384)	(3 695)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		27 858	30 101
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		29	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		27 887	30 101
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(557)	(181)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		88	227
Investissements incorporels et corporels	10.6	(24 779)	(21 021)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		148	126
Variations d'actifs financiers		1 140	(2 196)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(23 960)	(23 045)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		(29)	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(23 989)	(23 045)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		2 840	1 746
Dividendes versés par EDF		-	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(670)	(482)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		2 170	1 264
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	15 385	11 947
Remboursements d'emprunts ⁽³⁾	18.3.2.1	(26 564)	(21 712)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	14.3	1 728	1 377
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.3	(582)	(630)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		676	496
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(9 357)	(8 522)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		(7 187)	(7 258)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(7 187)	(7 258)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(3 289)	(202)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 289)	(202)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		10 775	10 948
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(3 289)	(202)
Variations de change		174	(53)
Autres variations non monétaires		(63)	82
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	18.2	7 597	10 775

(1) Au 31 décembre 2024, les « produits financiers sur disponibilité et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement sont reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 351 millions d'euros (293 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retravaillée en conséquence.

(2) Comprenant notamment en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023), l'augmentation de capital Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(3) Dont (3 031) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2024 ((2 789) millions d'euros en 2023).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2024 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	1 944	(7)	(175)	(7 451)	40 029	34 340	12 272	46 612
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	156	5 716	755	6 627	136	6 763
Résultat net	-	-	-	-	10 016	10 016	(2 404)	7 612
Résultat global consolidé	-	-	156	5 716	10 771	16 643	(2 268)	14 375
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(630)	(630)	-	(630)
Émissions / rachats TSDI et Océanés	140	-	-	-	2 523	2 663	-	2 663
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(482)	(482)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	7	-	7
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	3	(858)	(855)	2 429	1 574
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	2 084	-	(19)	(1 732)	51 835	52 168	11 951	64 119
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
Résultat global consolidé	-	-	1 598	1 379	10 779	13 756	868	14 624
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(562)	(562)	-	(562)
Émissions / rachats TSDI (voir note 14.3)	-	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	2 084	-	1 579	(357)	59 549	62 855	11 029	73 884

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent 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, y compris les 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 devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros (485 millions d'euros en 2023) dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital Natus Belgium Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe	439	NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	469
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	439	10.1 Goodwill	469
1.2 Évolutions du référentiel comptable	439	10.2 Autres actifs incorporels	470
1.3 Bases de préparation des états financiers	440	10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	473
NOTE 2 Synthèse des faits marquants	442	10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation	476
NOTE 3 Périmètre de consolidation	443	10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	478
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation	444	10.6 Investissements incorporels et corporels	479
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	447	10.7 Pertes de valeur / reprises	480
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024	447	NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France	486
NOTE 4 Informations sectorielles	451	11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	487
4.1 Informations par secteur opérationnel	451	11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	487
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique	452	NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	488
NOTE 5 Excédent brut d'exploitation	453	12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	488
5.1 Chiffre d'affaires	453	12.2 Taishan	489
5.2 Achats de combustible et d'énergie	460	12.3 Autres participations	489
5.3 Charges de personnel	460	NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)	490
5.4 Impôts et taxes	461	13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement	490
5.5 Autres produits et charges opérationnels	461	13.2 Stocks	490
NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	464	13.3 Clients et comptes rattachés	491
NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation	464	13.4 Autres débiteurs	493
NOTE 8 Résultat financier	464	13.5 Fournisseurs et comptes rattachés	493
8.1 Coût de l'endettement financier brut	464	13.6 Autres créditeurs	494
8.2 Effet de l'actualisation	465	NOTE 14 Capitaux propres	495
8.3 Autres produits et charges financiers	465	14.1 Capital social	495
NOTE 9 Impôts sur les résultats	466	14.2 Distributions de dividendes	495
9.1 Ventilation de la charge d'impôt	466	14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée	495
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	467	14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	496
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés	468	NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	497
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature	468	15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	496
		15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	512
		15.3 Provisions nucléaires en Belgique	515

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel	515	NOTE 21 Passifs et actifs éventuels	547
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	517	21.1 Contrôles fiscaux	547
16.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)	520	21.2 Contentieux ARENH – Force majeure	548
16.3 Royaume-Uni	522	21.3 Edison	548
NOTE 17 Autres provisions	523	21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France	549
17.1 Autres provisions pour déconstruction	523	21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique	549
17.2 Autres provisions	523	21.6 Contentieux E-Pango	549
NOTE 18 Actifs et passifs financiers	524	21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE	549
18.1 Actifs financiers	525	21.8 Contrats de consultants – Enquête pénale	550
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie	528	21.9 Litiges en matière sociale	550
18.3 Passifs financiers	528	21.10 Arbitrage Venture Global	550
18.4 Lignes de crédit non utilisées	533	21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs	550
18.5 Juste valeur des instruments financiers	533	NOTE 22 Engagements hors bilan	551
18.6 Risques marchés et de contrepartie	534	22.1 Engagements donnés	551
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	535	22.2 Engagements reçus	555
NOTE 19 Indicateurs financiers	541	NOTE 23 Parties liées	556
19.1 Résultat net courant	541	23.1 Transactions avec les entreprises associées du périmètre de consolidation	556
19.2 Endettement financier net	541	23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État	556
NOTE 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers	542	23.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	557
20.1 Dépenses réglementaires	543	NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture	557
20.2 Évaluation des actifs et passifs	544	NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes	558
20.3 Financement durable	545		
20.4 Investissements bas carbone	545		
20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité	546		
20.6 EDF, un investisseur responsable	546		
20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité	547		

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 2024.

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 et la fourniture 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 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025.

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 2024 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 2024. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

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 totaux des tableaux, étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes publiés par l'IASB, qui s'appliqueront au Groupe à compter du 1^{er} janvier 2025 et dont la première application n'a pas été anticipée dans les comptes au 31 décembre 2024, ainsi que ceux qui le seront postérieurement à cette date, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne le cas échéant (note 1.2.3).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendements d'IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 un amendement à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

Le Groupe fournit en note 13.5 des informations en la matière. L'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe.

1.2.2 Amendements d'IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

Les amendements suivants, applicables depuis le 1^{er} janvier 2024, n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« covenants ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

6.

1.2.3 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1^{er} janvier 2025

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers

La norme IFRS 18, publiée le 9 avril 2024, est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1, Présentation des états financiers.

Des travaux sont en cours pour identifier les principaux enjeux et impacts pour le Groupe.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe, par ailleurs, pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

Applicables à compter du 1^{er} janvier 2025 :

- Amendement d'IAS 21 - Les effets des variations des taux de change - Absence de convertibilité : Cet amendement apporte des indications qui aideront les entités à déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations supplémentaires à communiquer dans ce contexte.

Applicables à compter du 1^{er} janvier 2026 :

- Améliorations annuelles - Volume 11 : Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.
- Amendements d'IFRS 9 et d'IFRS 7 : Instruments financiers - Classement et évaluation : Le 30 mai 2024, l'IASB a publié des modifications relatives aux exigences en matière de classement et d'évaluation d'IFRS 9 afin de tenir compte de la diversité des pratiques comptables en rendant les exigences plus compréhensibles et plus cohérentes.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

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 non courant d'une part, 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 principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.3.4.1 Durées 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 1^{er} 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.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

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.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5^e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5^e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

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 2024 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 15.11.5.

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 des combustibles usés 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 2024 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 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 (taux d'actualisation et d'inflation) et

aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révisé par conséquent 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 10.7.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergies), 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, destinations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est notamment concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituant un élément implicite dans l'application des méthodologies et des modèles utilisés pour réaliser les estimations au titre des évaluations de certains éléments comptables (voir note 20), notamment dans le cadre des dépréciations liées aux actifs non financiers.

1.3.4.10 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 15.12.2). 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 ne consolide pas ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Le Groupe détient via sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 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.

Le Groupe détient via EDF Energy, une participation de 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet. Cette société, qui était consolidée en intégration globale, est désormais mise en équivalence dans les comptes du Groupe depuis le 31 décembre 2024 (voir note 3.13).

1.3.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 15.2) ;

- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, 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).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2024 du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2024) :

• Développements dans le nucléaire :

- EPR de Flamanville 3 : à la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur. Le 2 septembre 2024, l'ASN a donné son accord pour procéder aux opérations de divergence du réacteur de Flamanville 3. EDF a procédé à de nombreux essais techniques et a mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire. Depuis, les équipes d'EDF ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Le réacteur de Flamanville 3 a été connecté au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se poursuivront pendant plusieurs mois, sous le contrôle de l'ASN, jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance (cf. communiqués de presse du Groupe du 8 mai 2024, du 2 septembre 2024, du 21 décembre 2024 et voir note 10.3) ;
- La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 361,7 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette de 358 - 364 TWh) annoncée par le Groupe le 11 décembre 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 décembre 2024) ;
- EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power (désormais appelées Arabelle Solutions) le 31 mai 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 mai 2024 et voir note 3.1.2).

• Énergies renouvelables :

- EDF Renewables et ses partenaires ont inauguré le parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW (cf. communiqué de presse d'EDF Renewables du 15 mai 2024) ;
- EDF Renewables a annoncé la construction de 12 GW de capacités de production d'électricité renouvelable en Afrique du Sud, dont 763 MW d'éolien, 355 MW de solaire et 75 MW de stockage pour 1,65 milliard d'euros. Les différentes installations seront progressivement mises en service entre 2024 et 2026 (cf. communiqué de presse d'EDF Renewables du 21 mai 2024) ;
- CEME 1 : le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une coentreprise entre EDF et l'entreprise chilienne AME (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 juillet 2024) ;
- EDF Renewables a annoncé la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Saldó (Nord-Est du Brésil) qui est composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MW (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 juillet 2024) ;
- EDF Renewables a fait l'acquisition de son premier projet éolien en mer en Corée du Sud, dans la province de Yeonggwang. À la suite de cette acquisition, l'entreprise continuera à développer le projet, avec une capacité maximale de 1,5 GW (cf. communiqué de presse d'EDF Renewables du 3 septembre 2024) ;
- EDF lance le chantier de construction de la centrale bioénergie du Ricanto (Corse) composée de 8 moteurs nouvelle génération pour une puissance totale de 130 MW. Cette centrale fonctionnera avec de la biomasse liquide et viendra remplacer la centrale thermique au fioul du Vazzio (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) ;
- EDF Renewables a annoncé la mise en service du parc solaire de Morris Ridge aux États-Unis, d'une capacité de 177 MW (cf. communiqué de presse d'EDF Renewables du 20 décembre 2024).

• Opérations de financement :

Le Groupe a réalisé plusieurs émissions d'obligations sur l'exercice 2024 pour un montant total de 6 672 millions d'euros dont 3 329 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 18.3.2). EDF a remboursé le 5 juillet 2024 des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros. Ce remboursement d'un montant nominal de 1 250 millions d'euros a été réalisé le 29 janvier 2025 (voir note 14.3).

• Projet d'entreprise :

Le Groupe a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir les objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

Note 3 Périmètre de consolidation**PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES****ENTITÉS CONTRÔLÉES**

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels 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 GmbH (FSG).

REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises 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. L'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre

Sur l'exercice 2024, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome, portant la participation d'EDF dans le groupe Framatome à 80,5 % et dans Edvance à 96,1 % ;
- l'acquisition le 31 janvier 2024 à hauteur de 50 % de Nordic Logistics, portefeuille d'entrepôts logistiques situés en Suède, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 8 février 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,05 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » (voir note 3.1.2) ;
- l'acquisition le 23 septembre 2024 de 50 % des parts de l'OPPCI Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 6 décembre 2024 de 49 % des parts de la SCI Encore+ Bergère, propriétaire d'un immeuble de bureau à Paris, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 19 décembre 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,1 % dans l'opérateur de tours télécom autrichien OnTower renommé par la suite Optimus Tower, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Au 31 décembre 2023, Sizewell C (Holding) Ltd, détenue à 49,4 % par le Groupe, était contrôlée et consolidée en intégration globale. Certains événements intervenus sur le second semestre 2024 ont conduit le Groupe à modifier au 31 décembre 2024 la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir note 3.1.3).

En 2023, le Groupe n'a pas connu d'évolution de périmètre ayant eu un impact significatif. Les évolutions ont porté sur les cessions suivantes :

- la cession de la participation à hauteur de 50 % dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas le 25 janvier 2023 ;
- la cession de 100 % de Suir Engineering par Imtech, filiale de Dalkia au Royaume-Uni, le 1^{er} février 2023 ;
- la cession de la participation d'Edison de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie le 12 octobre 2023.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2024

Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) avec Snam SpA. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants sont classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (voir note 3.2).

Le 9 décembre 2024, Edison qui détient 50 % de la société Elpedison BV, mise en équivalence dans les comptes du Groupe, a accepté l'offre de rachat de la société HELLENQ Energy Holdings SA. Elpedison exploite deux centrales au gaz naturel à Thivoli et Thessalonique d'une capacité totale de 820 MW. La cession sera définitive à la signature du contrat d'acquisition par les deux parties (cf. communiqué de presse d'Edison du 9 décembre 2024). Au 31 décembre 2024, les titres de la société Elpedison BV restent mis en équivalence dans les comptes du Groupe.

3.1.2 Acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions

Suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'ilot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power et désormais Arabelle Solutions) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'ilot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor). Cette transaction permet au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'ilot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne. Arabelle Solutions emploie environ 3 300 collaborateurs situés essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde. Ce sous-groupe est consolidé en intégration globale, depuis le 31 mai 2024 au sein du segment « Industrie et Services ».

Dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2024, la contribution d'Arabelle Solutions représente 255 millions d'euros dans le chiffre d'affaires, (120) millions d'euros dans l'EBE, (117) millions d'euros dans le résultat net et (266) millions d'euros dans l'endettement financier net.

Le Groupe a réalisé l'allocation provisoire du prix d'acquisition en procédant à l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables à la date de prise de contrôle sur la base des travaux d'un évaluateur indépendant. Ces travaux et l'élaboration des comptes de réalisation devraient être finalisés sur le premier semestre 2025. Ainsi la comptabilisation de l'opération au 31 décembre 2024 reste provisoire. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois après la date d'acquisition pour réaliser cette évaluation définitive.

Le prix d'acquisition provisoire s'élève à 904 millions d'euros dont 309 millions d'euros correspondant à la trésorerie acquise. Il sera ajusté sur la base des comptes de réalisation audités et des clauses contractuelles d'ajustements de prix.

Le bilan d'acquisition provisoire à la date de la transaction est détaillé ci-après. Ce bilan est présenté avant éliminations des positions avec les sociétés du Groupe. Ces éliminations concernent principalement les créances clients, les produits constatés d'avance et les avances reçues.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

ACTIF (en millions d'euros)	Valeur d'ouverture provisoire
Immobilisations corporelles et incorporelles	722
Participations dans les entreprises associées	43
Actifs financiers et autres actifs non courants	38
Impôts différés actifs	151
Actif non courant	954
Stocks	176
Clients et comptes rattachés	340
Actifs financiers et autres actifs courants	254
Actifs d'impôts courants	23
Trésorerie et équivalents de trésorerie	309
Actif courant	1 102
TOTAL DE L'ACTIF	2 056

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Valeur d'ouverture provisoire
Capitaux propres - part du Groupe	391
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1
Capitaux propres	392
Provisions non courantes	112
Passifs financiers et autres passifs non courants ⁽¹⁾	172
Impôts différés passifs	182
Passif non courant	466
Provisions courantes	27
Fournisseurs et comptes rattachés	209
Passifs financiers et autres passifs courants ⁽¹⁾	956
Dettes d'impôts courants	6
Passif courant	1 198
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	2 056

(1) Comportant 827 millions d'euros de passif sur contrats (dont 684 millions d'euros de port courant).

6.

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris portent sur les éléments suivants :

- Immobilisations incorporelles pour 390 millions d'euros dont :
 - 38 millions d'euros pour la marque Arabelle Solutions, valorisée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette marque a été considérée comme indéfinie.
 - 255 millions d'euros pour les relations clients, valorisées par la méthode des surprofits. La durée d'utilité de ces relations clients a été appréciée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 10 ans.
 - 97 millions d'euros pour la technologie évaluée par la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La durée d'utilité de cette technologie a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée d'amortissement moyenne d'environ 15 ans.
- Immobilisations corporelles pour 176 millions d'euros, principalement sur les sites de Belfort en France et de Sanand en Inde :
 - 94 millions d'euros pour les terrains et constructions valorisés sur la base des prix de marché.
 - 82 millions d'euros pour les autres installations, matériels et autres immobilisations évalués selon la méthode du coût de remplacement.
- Impôts différés passifs nets pour 160 millions d'euros : les impôts différés comptabilisés correspondent principalement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre du bilan d'ouverture (566 millions d'euros avant impôts).

Le goodwill provisoire déterminé s'élève à 513 millions d'euros et correspond à l'estimation des avantages économiques futurs attendus suite à cette acquisition, notamment :

- aux relations clients préexistantes et futures d'Arabelle Solutions avec le groupe EDF ;
- aux relations clients externes futures ;
- au potentiel technologique futur des activités acquises ;
- au capital humain d'Arabelle Solutions.

Le calcul du goodwill provisoire se détaille comme suit :

(en millions d'euros)	
Actifs nets acquis	391
Prix d'acquisition provisoire	904
Goodwill provisoire	513

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

3.1.3 Perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Limited

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplique d'Hinkley Point C.

Le projet Sizewell C a été désigné en novembre 2022 comme éligible au modèle de financement de Base d'Actifs régulés (RAB). Cependant la décision de construire la centrale reste soumise à la décision finale d'investissement (FID - Final Investment Decision).

Depuis le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique (His Majesty's Government, HMG) est actionnaire du projet. L'engagement d'EDF de financer le projet jusqu'à la FID est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023, en conséquence l'État britannique finance seul le projet depuis cette date.

À fin décembre 2024, l'État britannique détient 83,77 % du projet (50,56 % à fin décembre 2023) et EDF les 16,23 % restants (49,44 % à fin décembre 2023).

Au 31 décembre 2024, EDF a perdu le contrôle de Sizewell C compte tenu notamment des éléments suivants :

- la diminution progressive du pourcentage de détention a conduit à la perte des droits d'EDF dans la gouvernance de Sizewell C. Le pourcentage atteint un niveau proche de l'objectif de participation du Groupe visé à la date de décision finale d'investissement ;
- la sécurisation par l'État britannique du financement du projet jusqu'à mi-2026 qui démontre la volonté de HMG de soutenir le développement du projet ;
- la mise en place de l'équipe dirigeante de Sizewell C, indépendante d'EDF et ayant les compétences requises pour prendre les décisions et mener le projet de construction.

À compter du 31 décembre 2024, la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence du fait de l'influence notable désormais exercée par le Groupe sur cette entité (voir note 13.4.10).

Le bilan de sortie du périmètre de consolidation de Sizewell C (Holding) Ltd détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024
Goodwill	10.1	1 417
Immobilisations corporelles et autres actifs	10.3	3 686
TOTAL ACTIF		5 103
Capitaux propres	14	4 487
Dont intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14	4 486
Autres passifs		616
TOTAL PASSIF		5 103

La participation du Groupe dans la société Sizewell C (Holding) Ltd est mise en équivalence au 31 décembre 2024 pour une valeur de 652 millions d'euros (voir note 12).

L'impact de la sortie de périmètre de Sizewell C (Holding) Ltd sur le résultat d'exploitation est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir note 7). Elle a également conduit à une augmentation des engagements hors bilan reçus sur les ventes d'exploitation compte tenu de l'entrée en vigueur des contrats conclus au titre du projet pour un montant de 1 591 millions d'euros (voir note 22.2.1.5).

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.

Au 31 décembre 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio). Le 25 juillet 2024, Edison a signé un accord concernant la vente des actifs de stockage de gaz avec Snam SpA (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 juillet 2024).

La cession des actifs de stockage d'EDF Energy au Royaume-Uni, classés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2023, a été réalisée en mars 2024, sans impact significatif sur le compte de résultat, ni sur l'endettement net du Groupe.

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	589	596
Immobilisations corporelles et incorporelles	417	440
Autres actifs courants ⁽¹⁾	172	156
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	122	147
Provisions et autres passifs non courants	100	137
Autres passifs courants ⁽¹⁾	22	10

(1) Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

6.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2024

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 ;
- « **Distribution** » (**D**) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Services** » (**S**) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- « **Autres activités** » (**A**) : cette activité comprend les autres services énergétiques, les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que les activités réalisées par EDF Trading.

Les sociétés et piliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	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		96,10	95,10	A
NUWARD		100,00	100,00	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort		100,00	100,00	A
Sowee ⁽¹⁾		-	100,00	A
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov ⁽²⁾		-	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio solutions		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)		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
Industrie et Services				
Framatome	France	80,50	75,50	S
Arabelle Solutions ⁽³⁾	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions SAS (ex Société C109)	France	100,00	n.a.	S
Arabelle Solutions Holding UK	Royaume-Uni	100,00	n.a.	S
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 Brasil Holding ⁽⁴⁾	Brésil	100,00	n.a.	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
Uingbao	Chine	65,00	65,00	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

(1) La société Sowee a été fusionnée dans EDF SA le 31 octobre 2024.

(2) La société IZI Solutions Renov a été fusionnée dans la société IZI Solutions Durables le 31 mai 2024.

(3) Arabelle Solutions correspond à l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

(4) Certaines filiales auparavant détenues par EDF Norte Fluminense (dont la Compagnie Énergétique de Sinop, société détenue à 51 % et mise en équivalence) sont désormais détenues par EDF Brasil Holding.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	S
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
Citégestion	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	86,22	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2023	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ^(I)	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	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
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
Clarlane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Holding d'Infrastructures Numériques	France	33,33	n.a.	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Memphis (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	50,00	n.a.	A
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	40,05	n.a.	A
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	50,00	n.a.	A
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	49,00	n.a.	A
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	40,10	n.a.	A
Autre international				
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

(I) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2024	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2024
Edison SpA	97,17	100,00
EDF Investissements Groupe SA	86,22	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France - Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France - Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Industrie et Services »** qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités du sous-groupe 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.

Suite à l'acquisition par le Groupe d'Arabelle Solutions le 31 mai 2024 (voir note 3.12), le secteur intitulé « Framatome » a été renommé « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽²⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	47 991	20 037	2 525	17 477	15 197	4 280	1 534	5 323	4 326	-	118 690
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 975	34	2 648	21	26	316	620	695	522	(7 857)	-
Chiffre d'affaires	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	4 596	2 154	6 018	4 848	(7 857)	118 690
Autres consommations externes et charges de personnel	(10 250)	(5 413)	14 131	(1 943)	(1 433)	(1 009)	(1 392)	(3 603)	(2 39)	1 695	(27 714)
Excédent brut d'exploitation	20 950	5 576	499	3 485	1 762	835	1 387	425	1 985	(381)	36 523
Résultat d'exploitation	11 698	1 823	92	1 283	531	557	506	45	2 149	(357)	18 327
Bilan :											
Goodwill	127	223	2 023	3 596	142	56	195	634	112	-	7 108
Immobilisations incorporelles et corporelles	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	2 542	13 368	2 644	554	-	195 946
Investissements corporels et incorporels	7 709	5 803	522	7 152	596	413	2 068	478	38	-	24 779
Total actif	214 091	76 443	7 296	18 781	4 577	20 345	14 852	5 429	3 391	-	365 205
Emprunts et dettes financières	91 049	7 280	928	8 115	1 417	23 031	13 515	2 157	1 150	(66 840)	81 802

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024 (voir note 3.12).

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

4.1.2 Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre inter- national	EDF Renou- velables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	60 313	19 370	2 010	21 094	17 745	5 168	1 338	5 733	6 944	-	139 715
Chiffre d'affaires intersecteurs	3 931	43	2 056	38	42	415	693	662	733	(8 613)	-
Chiffre d'affaires	64 244	19 413	4 066	21 132	17 787	5 583	2 031	6 395	7 677	(8 613)	139 715
Autres consommations externes et charges de personnel	(9 589)	(5 181)	(3 259)	(1 767)	(1 416)	(967)	(1 292)	(3 593)	(363)	1 468	(25 963)
Excédent brut d'exploitation	24 677	3 707	597	3 967	1 855	872	932	407	3 255	(342)	39 927
Résultat d'exploitation	18 651	13	238	(9 823)	789	245	206	35	3 362	(342)	13 174
Bilan :											
Goodwill	130	223	1 475	4 901	150	51	197	626	142	-	7 895
Immobilisations incorporelles et corporelles	64 499	71 353	2 953	21 593	5 721	2 495	13 060	2 429	456	-	184 599
Investissements corporels et incorporels	6 584	5 217	341	5 529	520	315	2 124	366	25	-	21 021
Total actif	164 285	76 381	7 280	46 240	10 067	6 917	18 942	6 197	28 503	-	364 812
Emprunts et dettes financières	96 129	6 152	296	7 984	1 780	18 754	11 603	2 086	2 795	(60 932)	86 647

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 3 666 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2024	2023
France	70 346	81 153
Royaume-Uni	22 261	28 987
Italie	13 129	15 463
Belgique	3 659	4 589
Autres	9 295	9 523
dont Europe	5 462	6 042
dont Amériques	2 626	2 438
dont Asie	911	833
dont Afrique	282	204
CHIFFRE D'AFFAIRES	118 690	139 715

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	5.1	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(54 217)	(80 989)
Services extérieurs		(19 754)	(17 280)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 958)	(4 550)
Production stockée et immobilisée		13 579	11 041
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		335	297
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	5.3	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	5.4	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	3 906	11 228
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		36 523	39 927

(1) Retraites des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 0,5 % par rapport à 2023.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une variation organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), à contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renouvelables** (456 millions d'euros).

L'EBE du secteur **France - Activités de production et commercialisation** connaît une baisse organique de (3 727) millions d'euros malgré une hausse de la production nucléaire (+413 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh) dans un contexte de baisse des prix de marché.

La baisse de l'excédent brut d'exploitation du secteur **Autres métiers** pour (1 269) millions d'euros s'explique principalement par l'activité de Trading pour (1 621) millions, dans un contexte de recul de la

volatilité et des prix de marché. L'EBE des activités gazières est en hausse de +341 millions d'euros, en raison principalement de la réalisation de marges plus importantes sur l'activité de stockage.

La baisse organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de (595) millions d'euros s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises, ainsi que l'impact des baisses des prix de marché.

Concernant le secteur **France - Activités régulées**, la hausse organique de l'EBE de 1 869 millions d'euros s'explique principalement par un effet prix positif, en raison d'achats de pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2023 et à l'effet favorable de la hausse du TURPE au 1^{er} novembre 2024.

Arabelle Solutions, consolidé depuis le 31 mai 2024, génère un excédent brut d'exploitation de (120) millions d'euros au sein du secteur **Industries et Services**.

6.

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 de 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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.

Cela s'applique notamment à certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants conçus spécifiquement pour un client (en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions).

ACTIVITÉ TRADING

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de trading pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO₂, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de trading (comptabilisée sous forme de contrepartie) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les opérations relatives aux mécanismes de capacité 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 une valeur capacitaire ;
- 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'arrêt, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

5.1.1 Évolutions réglementaires

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE)

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 2019, 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.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, 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 (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1^{er} février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L337-4 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.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non-résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20,0 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (-22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1^{er} février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L337-6 et R.337-19 du Code de l'énergie.

Dispositif amortisseur électricité

L'article 225 de la loi de finances 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d'« amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

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 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1^{er} août 2023 et de + 2,26 % au 1^{er} août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport de + 4,99 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1^{er} août 2023 et de - 0,01 % au 1^{er} août 2022, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1^{er} février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n°2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1^{er} novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025 la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1^{er} février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1^{er} août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1^{er} février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

Par ailleurs, les utilisateurs du réseau public de transport, dont Enedis, ont bénéficié d'un versement anticipé exceptionnel de RTE en février 2023 (restitution anticipée d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits de RTE). Le Groupe avait à ce titre reconnu un avoir à recevoir de la part de RTE de 172,3 millions d'euros au 31 décembre 2022.

TURPE 7 Distribution et Transport

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1^{er} février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1^{er} août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1^{ers} août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1^{er} août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n°2025-39 portant projet de décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôts. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitués de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 9,6 % au 1^{er} février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1^{er} août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1^{ers} août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date.

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.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, 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 tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération n° 2024-97 du 13 juin 2024, 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 252 millions d'euros au titre de 2024.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 22 novembre 2023 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2023. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'élève à environ 1,1 million d'euros et celle d'Enedis à environ 30,1 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).

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité 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 maximum légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite 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, non obtenu à ce jour.

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, 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.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH au titre de 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, 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 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écartées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève in fine après écrêtement à 76,68 %. 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 (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine de Soweé à EDF SA. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDiS.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat du Groupe.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève in fine après écrêtement à 74,12 %. 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 (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

Cadre de marché post ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €/MWh et de 110 €/MWh.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 depuis le 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés) doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

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).

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1^{er} janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre et 2,5 €/kW en décembre.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid ESO » 4 ans avant l'année de livraison. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison (qui couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre) 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 de consommation 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 étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité et de soutenir son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035. L'éventuelle évolution 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 au titre des accords existants.

Dispositif italien : le mécanisme de capacité, mis en place en 2019, 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 ont l'obligation de mettre à disposition leurs capacités sur les marchés et 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.

Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Pour 2024, la capacité offerte par Edison (centrales existantes de 2,3 GW) a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 M€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minoée le cas échéant des reversements à Terna ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Production - Commercialisation	87 086	108 015
Distribution	18 978	18 046
Services	8 289	7 743
Autres activités	4 337	5 911
dont Trading	1 908	3 666
CHIFFRE D'AFFAIRES	118 690	139 715

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2024 est en baisse de -15,7 % soit (21,9) milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France - Activités de production et commercialisation ((12,3) milliards d'euros, soit -20,4 %), Royaume-Uni ((4,2) milliards d'euros, -19,8 %), Autres métiers ((2,6) milliards d'euros, soit -37,7 %) et Italie ((2,5) milliards d'euros, soit -14,3 %).

En 2024, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 3 855 millions d'euros (5 330 millions d'euros en 2023). 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 2024 comme en 2023, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont **Autres métiers** (gaz), **Italie** (électricité) et **Dalkia** (électricité).

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (12,3) milliards d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix pour les clients en offre de marché atténuée par la hausse de la production nucléaire (+41,3 TWh) et hydraulique (+11,8 TWh).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (4,2) milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une production nucléaire stable par rapport à 2023.

La diminution organique du chiffre d'affaires de **Italie** atteint (2,5) milliards d'euros et s'explique essentiellement par une baisse des prix sur le gaz.

Distribution

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis (secteur **France - Activités régulées**) de 746 millions d'euros, en lien principalement avec l'indexation du TURPE 6 (+4,81 % HT au 1^{er} novembre 2024).

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », 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 appartiennent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » 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 également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Services

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 323 millions d'euros, en baisse organique de (379) millions d'euros (-6,6 %) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 2 270 millions d'euros, en hausse organique de 140 millions d'euros (+7 %) par rapport à 2023 du fait d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions** s'élève à 255 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF depuis le 31 mai 2024.

Autres activités

La diminution organique du chiffre d'affaires du segment **Autres métiers** de (2 618) millions d'euros provient de la baisse de la marge de trading à hauteur de (1 758) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies et, des activités gazières pour (851) millions d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché de gros du gaz.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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)	2024	2023
Achats consommés de combustible - production d'énergie ⁽¹⁾	(17 598)	(21 497)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(27 823)	(51 600)
Charges de transport et d'acheminement	(9 602)	(8 509)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	218	(257)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	588	874
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(54 217)	(80 989)

(1) Incluent en 2024, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 126 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 6 636 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 1 867 et 26 792 millions d'euros en 2023). En 2024, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France - Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus - gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2023, 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, gaz, et matières fossiles, 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).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de 27,1 milliards d'euros par rapport à 2023, principalement sur les secteurs **France - Activités de production et de commercialisation** pour 17,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), **Royaume-Uni** pour 3,6 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité) et **Italie** pour 2,4 milliards d'euros (principalement des achats de gaz). En France, la diminution des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des prix de marché, et dans une moindre mesure par un effet volume lié à une meilleure disponibilité du parc de production.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Rémunérations	(11 140)	(10 428)
Charges de sécurité sociale	(2 606)	(2 247)
Intéressement et participation	(500)	(386)
Autres contributions liées au personnel	(389)	(365)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(263)	(222)
Avantages à court terme	(14 898)	(13 648)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 335)	(1 258)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(506)	(423)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 841)	(1 681)
Autres avantages à long terme	(154)	(120)
Indemnités de fin de contrat	(23)	(21)
Autres charges de personnel	(177)	(141)
CHARGES DE PERSONNEL	(16 916)	(15 470)

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +7,6 % par rapport à 2023. L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises

en place dans les différentes entités du Groupe en lien avec le contexte inflationniste et la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023 (+5,8 %).

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2024	2023
Statut IEG	98 549	96 093
Autres	83 301	75 769
EFFECTIFS MOYENS	181 850	171 862

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	(375)	(347)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 589)	(1 556)
Autres impôts et taxes	(2 178)	(2 161)
IMPÔTS ET TAXES	(4 142)	(4 064)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (68) millions d'euros, soit +1,7 % principalement sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (141) millions d'euros (hausse des taxes locales), et le secteur **Royaume-Uni** pour (91) millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation Electricity Generator Levy qui atteint (491) millions

d'euros en 2024 contre (400) millions d'euros en 2023. Ces augmentations sont compensées par une baisse des impôts et taxes sur le secteur **Autre international** pour 172 millions d'euros suite à l'absence de prorogation de la CRI en 2024 en **Belgique** (146) millions d'euros en 2023 comptabilisée en « Autres impôts et taxes ».

Mécanisme européen de 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'énergie 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 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains 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 concernées par ces prélèvements les activités en France et au Royaume-Uni, la mesure n'ayant pas été reconduite en 2024 en Belgique.

En **France**, le dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif, prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

Par conséquent, au sein du groupe EDF, en **France**, sont concernées par la CRI EDF SA (aucune taxation au titre de 2024 en raison du report des déficits des périodes précédentes) ainsi que les entités françaises de Dalkia (0,1 million en 2024 et 9 millions d'euros en 2023) et EDF Renouvelables (9 millions d'euros 2024 et 12 millions d'euros en 2023) au titre de la production d'énergie renouvelable ou à partir de cogénération.

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1^{er} janvier 2023 une taxation à hauteur de 45 % des revenus de la production d'électricité excédant 75€/MWh (Electricity Generator Levy). Depuis le 1^{er} avril 2024, ce seuil a été réévalué à 77,95€/MWh. Cette taxe est due par les producteurs d'électricité d'origine charbon, renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge de 491 millions d'euros en 2024 pour EDF Energy (400 millions d'euros en 2023).

6.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	7 127	14 493
Résultat de déconsolidation	5.5.2	470	55
Résultat de cession d'immobilisations	5.5.2	(201)	(228)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	5.5.3	(164)	(702)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(492)	(77)
Autres produits et charges	5.5.4	(2 834)	(2 313)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		3 906	11 228

(1) Voir notes 15.1.1, 17.1 et 17.2

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 2024 qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;

- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;

- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2024 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 compensées d'une part via le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 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 à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 5.11), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (Énergies Renouvelables) cogénération essentiellement ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rachat de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne 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. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1^{er} février 2024.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024, deux délibérations. La première n°2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n°2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2024 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 (DIVAS) pour 505 millions d'euros (48 millions d'euros en 2023).

Concernant la société Sizewell C (Holding) Ltd, l'impact de la sortie de périmètre est présenté en « Autres produits et charges d'exploitation » pour (63) millions d'euros (voir notes 3.13 et 7).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2024 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en France. En 2023, une dépréciation du stock de charbon de la centrale de Cordemais avait été comptabilisée pour 230 millions d'euros.

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

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 mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il 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 sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1^{er} janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le plafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Ce potentiel remboursement serait compensé via le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également, les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur de 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

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 Sécurité 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 pour l'essentiel (hors démantèlement) suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note T3.6) ;
- 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 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendu pour 2026.

CERTIFICATS D'ÉCONOMIES 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 puis, depuis 2018, quadriennale.

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 peuvent être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE 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 RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE

La 5^e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1^{er} janvier 2022. Le décret n°2021-712 a renforcé l'efficacité du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5^e période à compter du 1^{er} janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5^e période, selon les modalités suivantes :

- obligation Classique : 1970 TWhc versus 1770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023-2025.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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)	2024	2023
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	443	363

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading s'élèvent à 443 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 363 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (4 834) millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils comprennent principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion des combustibles usés en France pour (3 301) millions d'euros (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (775) millions d'euros au titre de la provision Cigéo en France (voir note 15.1) ;
- une dotation complémentaire de (587) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 21.3) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (143) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- l'impact de la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour (63) millions (voir note 3.1.3).

En 2023, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (2 944) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour gestion des combustibles usés à hauteur de (1 073) millions d'euros

au titre de l'accord signé en septembre 2023 avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026 (voir note 15.1.1) ;

- une dotation aux provisions pour litiges environnementaux sur Edison pour un montant de (525) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (499) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions de (345) millions d'euros à la suite de l'accord définitif signé entre ENGIE et le gouvernement belge sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires le 13 décembre 2023 ;
- le coût des services passés résultant de la modification du régime dans le cadre de la réforme des retraites en France pour (338) millions d'euros ;
- une dotation aux provisions liée aux surcoûts au titre de l'ingénierie de Hinkley Point C à rembourser à CGN pour un montant de (162) millions d'euros au titre d'un accord spécifique ;
- un produit de 92 millions au titre du plafonnement des pensions au Royaume-Uni.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(3 984)	(3 924)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(23)	17
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(14)	(34)
Résultat net de change sur endettement	(73)	111
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(4 094)	(3 830)

(1) Comprendent en 2024 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (131) millions d'euros (100) millions d'euros en 2023).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont stables, l'effet de la réduction de la dette brute étant compensée par une légère hausse des taux moyens constatés sur l'année.

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 cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2024	2023
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(1 227)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(1 848)	(2 603)
Autres provisions et avances	(315)	(48)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 190)	(3 988)

(1) Voir note 16.1.2.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

La diminution de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2024 s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2024 (en France : 3,4 % au 1^{er} janvier 2024 contre 3,9 % au 1^{er} janvier 2023).

La baisse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2024 résulte principalement d'un effet taux à hauteur de 487 millions d'euros, en lien avec la hausse du taux réel de 0,1 % en France en 2024 (2,6 % en 2024 et 2,5 % en 2023, voir note 15.1), ainsi que de l'impact de la mise aux conditions économiques réalisée en décembre 2023 pour prendre en compte la forte hausse du taux d'inflation sans équivalent en 2024, pour 396 millions d'euros.

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	351	293
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	148	374
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	978	760
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	3 280	2 058
Autres charges financières	(327)	(403)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(61)	(143)
Produits sur les actifs de couverture	668	708
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 315	822
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	6 352	4 469

Les « produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2024 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 1 216 millions d'euros (877 millions d'euros en 2023) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (237) millions d'euros (dont (156) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre (115) millions en 2023 (dont (101) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2024 des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 3 280 millions d'euros (2 058 millions d'euros en 2023) dans un contexte de marchés qui restent volatils. Cette variation concerne la juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 998 millions d'euros (2 220 millions d'euros en 2023).

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés 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 scénarios 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 à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

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 à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit, en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le Groupe a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2 et a conclu à l'absence d'impact significatif du dispositif (inférieur à 5 millions d'euros) dans les comptes consolidés.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts courants	(2 918)	(3 887)
Impôts différés	(1 969)	1 417
TOTAL	(4 887)	(2 470)

En 2024, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 851) millions d'euros et des filiales étrangères pour (1 067) millions d'euros (respectivement (2 167) millions d'euros et (1 720) millions d'euros en 2023).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2024	2023
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	17 395	9 825
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(4 491)	(2 537)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(1)	(61)
Différences permanentes ⁽²⁾	(374)	(1 188)
Impôts sans base ⁽³⁾	157	253
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽⁴⁾	(178)	1 062
Autres	-	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(4 887)	(2 470)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	28,09 %	25,13 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de 2 470 millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13 %).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux États-Unis, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait de plus été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2024 :
 - ⁽¹⁾ Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité.
 - ⁽²⁾ L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros.
 - ⁽³⁾ Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.
- pour 2023 :
 - ⁽¹⁾ L'impact défavorable des différences de taux d'imposition en Italie, où le taux d'imposition normatif applicable en 2023 est de 27,9 %, pour (62) millions d'euros.
 - ⁽²⁾ Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur pour (1 020) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy*, pour (100) millions d'euros.
 - ⁽³⁾ L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 164 millions d'euros.
 - ⁽⁴⁾ Les impacts favorables de la reconnaissance et reprise de dépréciation des actifs d'impôts différés du groupe fiscal en France, pour 938 millions d'euros (dont 1 060 millions d'euros relatifs au déficit généré en 2022), et aux États-Unis, pour 182 millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts différés actifs	7 403	8 696
Impôts différés passifs	(978)	(1 533)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	6 425	7 163
Variation en résultat net	(1 969)	1 417
Variation en capitaux propres	(978)	(2 040)
Écarts de conversion	30	(28)
Mouvements de périmètre	(26)	(78)
Autres mouvements	1	(9)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	3 483	6 425
dont impôts différés actifs	4 553	7 403
dont impôts différés passifs	(1 070)	(978)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2024 est liée à hauteur de (12) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (+199 millions d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (641) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures (+2 216 millions

d'euros sur l'exercice 2023), à hauteur de (150) millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((66) millions d'euros sur l'exercice 2023) ainsi qu'à hauteur de (139) millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires (+247 millions d'euros sur l'exercice 2023).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Impôts différés :		
Immobilisations et droits d'utilisation	(5 721)	(5 114)
Provisions pour avantages du personnel	4 190	3 938
Autres provisions et pertes de valeur	269	216
Instruments financiers	(367)	509
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	6 765	7 915
Dette liée à l'obligation locative	774	838
Autres	453	544
Impôts différés actifs et passifs	6 363	8 846
Impôts différés actifs non reconnus	(2 880)	(2 421)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	3 483	6 425

Au 31 décembre 2024, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 880 millions d'euros (2 421 millions d'euros au 31 décembre 2023) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, la non-reconnaissance de cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 956 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2023) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

En Italie, l'économie d'impôt potentielle à hauteur de 311 millions d'euros (308 millions d'euros en 2023) 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 de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans (les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà).

Aux États-Unis, les impôts différés actifs non reconnus à hauteur de 491 millions d'euros (287 millions d'euros en 2023) sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 (s'agissant de déficits générés avant le 31 décembre 2017 et de moins-values à long

terme), ou à un horizon illimité (s'agissant de déficits générés après 2017) et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2025 et 2042.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 6 151 millions d'euros (7 538 millions d'euros en 2023) et se situent principalement en France pour 4 824 millions d'euros (6 190 millions d'euros en 2023), aux États-Unis pour 231 millions d'euros (561 millions d'euros en 2023) et au Royaume-Uni pour 721 millions d'euros (475 millions d'euros en 2023).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 4 733 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que l'impôt différé actif brut de 4 733 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2025 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

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.

De même, s'agissant des États-Unis, une quote-part des déficits et crédits d'impôt existants demeure activée 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	31/12/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	7 108	7 895
Autres actifs incorporels	10.2	12 567	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	108 100	100 587
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 302	4 173
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 616	6 544
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		134 391	126 326

n.a. : non applicable

10.1 Goodwill**PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES****DÉTERMINATION DES GOODWILL**

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - > le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - > le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - > pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

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 10.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2024	31/12/2023
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 895	9 513
Acquisitions		594	43
Cessions		(3 417)	(24)
Pertes de valeur	10.7	(151)	(1 779)
Écarts de conversion		212	134
Autres mouvements		(25)	8
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		7 108	7 895
Valeur brute à la clôture		11 359	11 632
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 251)	(3 937)

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2024, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 596 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 511 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 513 millions d'euros (voir note 3.1.2) ;
- la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (1 417) millions d'euros (voir note 3.1.3).

Sur l'exercice, une perte de valeur sur le goodwill au Royaume-Uni pour (108) millions d'euros a été constatée (voir note 10.7).

La variation des écarts de conversion pour 212 millions d'euros relève 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 entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- 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 certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE) 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 1^{er} 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 certificats 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 ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négocier » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » :
 - > à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
 - > pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

À 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 certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêt, les certificats détenus 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 certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une dépréciation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

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 « certificats 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 au 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)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements	31/12/2024
Logiciels	7 964	916	(192)	52	-	17	8 757
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts	1 008	2 172	(2 196)	16	-	2	1 002
Autres immobilisations incorporelles	8 829	753	(37)	30	412	(212)	9 775
Immobilisations incorporelles en cours ⁽²⁾	2 600	1 072	(41)	2	7	(37)	3 603
Valeurs brutes	20 905	4 913	(2 466)	100	419	(230)	23 641
Logiciels	(5 249)	(851)	187	(47)	-	19	(5 941)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(291)	(25)	-	-	-	-	(316)
Autres immobilisations incorporelles	(4 065)	(946)	33	(24)	-	185	(4 817)
Amortissements et pertes de valeur	(9 605)	(1 822)	220	(71)	-	204	(11 074)
VALEURS NETTES	11 300	3 091	(2 246)	29	419	(26)	12 567

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement l'entrée de périmètre d'Arabelle Solutions (voir note 3.12).

(2) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2024 comprennent principalement les études relatives à EPR 2 pour 2 481 millions d'euros y compris 204 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 1 651 millions d'euros et 1 61 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprennent au 31 décembre 2024 :

- la cartographie Enedis pour 547 millions d'euros (500 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 047 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 691 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 873 millions d'euros.

Sur l'exercice 2024, une dépréciation des actifs liés à NUWARD (*Small modular reactors*) a été comptabilisée pour un montant de (228) millions d'euros (voir note 10.7.2).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF, les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024 et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, 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 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 12 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), la publication au Journal officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, via des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet EPR 2 se compose de 2 481 millions d'euros d'immobilisations incorporelles et 381 millions d'euros d'immobilisations corporelles.

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 1,1 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de licensing et de permitting, modalités de financement...).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

La phase de *basic design* (ou Avant-Projet Détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP).

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 les montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions de (228) millions d'euros (voir note 10.7). Sur l'exercice 2024, les dépenses relatives au projet s'élèvent à 90 millions d'euros.

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024. Ces subventions sont comptabilisées en autres débiteurs (voir note 13.6.5).

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. Lors de leur comptabilisation initiale, 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 est comptabilisé à l'actif en 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.

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.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

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

6.

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 1^{er} janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement 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 5^e 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. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PPE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, 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 depuis l'arrêt des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	14 561	84	405	(99)	44	139	20	15 154
Installations production nucléaire	82 796	15	5 163	(2 042)	477	-	(34)	86 375
Installations productions thermique et hydraulique	17 878	65	617	(1 972)	50	10	13	16 661
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	25 955	251	2 986	(564)	142	(966)	297	28 101
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	7 157	846	-	-	54	(58)	(15)	7 984
Immobilisations en cours	58 041	17 959	(9 171)	(247)	1 521	(3 707)	304	64 700
Valeurs brutes	206 388	19 220	-	(4 924)	2 288	(4 582)	585	218 975
Terrains et constructions	(8 768)	(406)	-	80	(25)	(1)	(5)	(9 125)
Installations production nucléaire	(56 818)	(3 900)	-	1 945	(328)	-	(158)	(59 258)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 007)	(495)	-	1 956	(43)	-	(290)	(11 879)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(12 918)	(1 677)	-	550	(121)	70	731	(13 365)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	(2 984)	(804)	-	-	(14)	6	114	(3 682)
Immobilisations en cours	(11 306)	(1 173)	-	14	(570)	(11)	(598)	(13 569)
Amortissements et pertes de valeur	(105 801)	(8 455)	-	4 545	(1 101)	64	(127)	(110 875)
VALEURS NETTES	100 587	10 765	-	(379)	1 187	(4 518)	458	108 100
dont immobilisations en service	53 852	(6 021)	9 171	(146)	236	(800)	673	56 965
dont immobilisations en cours	46 735	16 786	(9 171)	(233)	951	(3 718)	(215)	51 135

(1) Voir note 10.4.

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 7 513 millions d'euros, elle est liée pour 4 400 millions d'euros aux immobilisations en cours et 3 113 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2024, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 51 135 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 21 190 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 704 millions d'euros (respectivement 15 723 millions d'euros et 1 682 millions d'euros au 31 décembre 2023). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024 ((11 172) millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 878 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 485 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;

Sur l'exercice 2024, l'augmentation en valeur brute de 6 659 millions d'euros s'explique pour :

- 4 496 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 131 millions d'euros pour Hinkley Point C et (1 635) millions d'euros pour Sizewell C (dont les investissements de la période pour 2 112 millions d'euros en « augmentations » et les effets de la sortie de périmètre pour (3 747) millions d'euros en « mouvements de périmètre », voir note 3.1.3) ;

- 6 038 millions d'euros en France dont 2 931 millions d'euros liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage et 393 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 877 millions d'euros relatifs à EDF Renouvelables sur divers projets solaires et éoliens ;
- 1 521 millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (9 171) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (5 651) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF Renouvelables pour (2 122) millions d'euros de projets solaires et éoliens offshore et l'Italie pour (621) millions d'euros principalement en lien avec des installations de production thermiques et hydrauliques.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2024, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 154 275 millions d'euros. L'augmentation de 5 928 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 9 171 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (4 677) millions d'euros de diminution dont (2 278) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques, et (2 134) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- (875) millions d'euros de mouvements de périmètre essentiellement sur EDF Renouvelables liés aux cessions des parcs solaires Fox Squirrel et Desert Quarritz aux États-Unis pour (1 333) millions d'euros ;
- 767 millions d'écarts de conversion principalement en lien avec l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Descriptifs des principaux projets en cours
et investissements de la périodeProgramme d'investissements du parc nucléaire existant en
France : le « 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. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros₂₀₂₃. En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros₂₀₂₃) sur la période 2022-2025.

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, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1300 MW-P4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1^{er} trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale. Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VCT ») qui devrait commencer à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche (voir note 15.1).

Le coût de construction (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2024 s'élève à 12,8 milliards d'euros.

Ce montant immobilisé intègre les montants suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros ;
- 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 863 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros₂₀₂₃ reste inchangé.

Hinkley Point C

À 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 »).

Le Contract for Difference signé le 29 septembre 2016 vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel HPC vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 £₂₀₂₃/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, HPC recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, HPC devra payer la différence.

Le 23 janvier 2024, le groupe a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024. Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling₂₀₂₃ et 34 milliards de livres sterling₂₀₂₃ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₂₃ (voir note 10.7).

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts ont été prises en compte dans l'évaluation des actifs au 31 décembre 2023 et s'étaient traduites par une dépréciation de (11 151) millions d'euros (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondou du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le Groupe assume seul le financement du projet.

À fin décembre 2024, EDF détient 72,6 % de la société de projet, CGN détenant les 27,4 % restants.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Sizewell C

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

- l'autorité de sûreté britannique (ONS) a octroyé en mai 2024 la licence de site nucléaire (Nuclear Site Licence) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale ;
- la société de projet Sizewell a acquis le terrain principal du site auprès d'EDF Energy au premier semestre 2024 et les travaux de construction sur site ont formellement débuté ;
- Framatome a signé plusieurs contrats avec la société de projet Sizewell C en avril 2024. Framatome fournira les deux chaudières nucléaires et les systèmes de contrôle-commande de sûreté de la centrale. Parmi les accords signés figurent également un contrat de long terme de fourniture des assemblages ainsi qu'un contrat de

maintenance et de service de long terme pour soutenir l'exploitation de la centrale. Les fabrications de tous les forgés de l'Unité 1 ont démarré ;

- un consortium composé d'EDF SA et Edvance a signé plusieurs contrats en juillet 2024 relatifs aux droits d'utilisation du design et aux services d'ingénierie.

Dans la continuité du processus de levée de fonds auprès d'investisseurs privés afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction, lancé en septembre 2023, la dernière phase de processus de sélection des futurs investisseurs est en cours en vue d'une décision finale d'investissement du gouvernement britannique en 2025.

À fin décembre 2024, EDF ne détient plus que 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) de la société de projet, le gouvernement britannique détenant 83,77 % (50,56 % au 31 décembre 2023).

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.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 22.11, 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	5 936	598	-	(72)	160	6 622
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 221	248	-	14	(121)	1 362
Valeurs brutes	7 157	846	-	(58)	39	7 984
Terrains et constructions	(2 300)	(616)	-	6	5	(2 905)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(684)	(188)	-	-	95	(777)
Amortissements et pertes de valeur	(2 984)	(804)	-	6	100	(3 682)
VALEURS NETTES	4 173	42	-	(52)	139	4 302

Au 31 décembre 2024, le solde est essentiellement porté par EDF SA pour 1 504 millions d'euros, Enedis pour 780 millions d'euros, et EDF Renouvelables pour 677 millions d'euros.

Les augmentations (hors amortissements) concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 355 millions d'euros liés à des contrats de location de locaux à usage tertiaire.

La variation en « autres mouvements » s'explique principalement par l'impact de l'obligation de restauration du terrain HPC en location pour 90 millions d'euros, ainsi que l'impact de change chez EDF Renouvelables et EDF Energy pour 41 millions d'euros.

10.4.2 Impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Revenus des sous-locations	7	7
Charges au titre des loyers variables	(67)	(74)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(176)	(140)
Résultats de cessions-baïls	-	-
Excédent brut d'exploitation	(236)	(207)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(804)	(772)
Résultat d'exploitation	(1 040)	(979)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(131)	(100)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(1 171)	(1 079)

6.

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2024	2023
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	(867)	(845)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 770 millions d'euros en 2024 (752 millions d'euros en 2023).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 36 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 « déleis 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 ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2024
Terrains et constructions	1 674	4	26	(5)	-	(4)	1 695
Installations productions thermique et hydraulique	11 890	20	238	(25)	2	33	12 158
Autres	699	11	28	(31)	-	11	718
Immobilisations en cours	792	443	(292)	(8)	(13)	8	930
Valeurs brutes	15 055	478	-	(69)	(11)	48	15 501
Terrains et constructions	(1 054)	(37)	-	5	-	2	(1 084)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 931)	(323)	-	21	-	(40)	(7 273)
Autres	(509)	(33)	-	31	-	-	(511)
Immobilisations en cours	(17)	(2)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 511)	(395)	-	57	-	(36)	(8 885)
VALEURS NETTES	6 544	83	-	(12)	(11)	12	6 616

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2024 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 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)	2024	2023
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 733)	(2 183)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(22 739)	(19 667)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	693	829
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(24 779)	(21 021)

6.

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2024 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 709 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR 2 (voir note 10.2) ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 7 152 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C et Sizewell C ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 5 803 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur **EDF Renouvelables** pour 2 068 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, au Brésil et au Royaume-Uni.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

10.7 Pertes de valeur / reprises

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été 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, jusqu'en 2050, 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 CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, 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 Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂ qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, l'IEA, 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, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent 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 les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2050,
- 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.

10.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	(51)	(1 779)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	(372)	(44)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(1 312)	(11 188)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 835)	(13 011)

Au titre de l'exercice 2024, les pertes de valeur s'élèvent à (1 835) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 s'élevaient à (13 011) millions d'euros et concernaient :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 738) millions d'euros ;
- la dépréciation de la centrale nucléaire en construction au Royaume-Uni Hinkley Point C (HPC) pour (11 151) millions d'euros ;
- la dépréciation de parcs éoliens et solaires d'EDF Renouvelables principalement aux États-Unis, en France et en Chine pour (84) millions d'euros ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (38) millions d'euros.

10.7.2 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 2024, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

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 (151) millions d'euros au 31 décembre 2024.

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 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) ⁽¹⁾	Goodwill (dont Pod Point)	3 596 -	6,85 %	-	(108) (38)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques) Marque Edison	142 945	< 7,5 % - 8,4 % >	1,5 %	- -
Framatome	Goodwill Marque Framatome	1 511 151	7,6 % 7,6 %	1,5 % 1,5 %	- -
Dalkia	Goodwill Marque Dalkia	634 130	5,8 % 5,8 %	2,0 % 2,0 %	- -
Autres pertes de valeur					(43)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(151)

(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 au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (1 685) millions d'euros au 31 décembre 2024.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2024 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point (HPC) : Changement de la courbe relative aux hypothèses d'inflation à long terme (convergence plus rapide vers l'inflation long terme)	6,8 %	(1 136)
	Actifs éoliens et solaire au Royaume-Uni	Augmentation des coûts de construction et report de la mise en service		(62)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables	De 5,5 % à 6,6 %	(60)
	Actif solaire aux USA	Perte de rentabilité sur un projet en développement		(35)
France (Production et commercialisation)	NUWARD	Changement de design du projet	-	(228)
Autres pertes de valeur				(184)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(1 685)

Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2024 à hauteur de (1 454) millions d'euros, principalement sur des actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3), ces pertes de valeurs sont complétées par la dépréciation de prêts octroyés aux entreprises associées pour (315) millions d'euros. Des pertes de valeur pour un montant de (240) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2023.

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2024, 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 à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2023, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. 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'un suivi spécifique, 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 2024 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel, qui connaît une baisse des prix à terme de l'électricité par rapport aux prix *forward* constatés en fin d'exercice 2023, en partie liée, en France, à une demande toujours contenue, une disponibilité accrue du parc nucléaire et une augmentation de la production renouvelable.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix jusqu'en 2050, 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 soinarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement la demande énergétique avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2024 présentent un début d'horizon en baisse comparé au scénario 2023 du fait de diminution de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ - 5 à - 9 €/MWh dans les trois pays principaux (France, Italie, Belgique).

Au-delà de 2035 et sur un horizon long terme (2050), les prix de l'électricité restent proches des niveaux du scénario 2023. L'évolution court terme est expliquée par plusieurs facteurs :

- les tensions d'approvisionnement en gaz, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, sont en partie résorbées, via des flux d'approvisionnement diversifiés (grâce notamment au GNL) ou via les contrats d'achat groupés par les États membres, permettant d'acheter des volumes plus importants. Une détente sur le prix du gaz se confirme dans le scénario 2024 avec un prix court terme plus faible que dans le scénario 2023 et proche sur le long terme ;
- une détente court terme de l'équilibre offre-demande, notamment en Allemagne (demande revue légèrement à la baisse et développement du photovoltaïque un peu plus rapide qu'anticipé).

Concernant le niveau de la demande sur l'horizon des scénarios, il 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 entraîné une hypothèse à la hausse du 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 varie fortement en fonction des mix énergétique et de l'horizon temporel. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2024, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la baisse des prix de l'électricité sur les marchés Energy Only diminue la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Équilibre Offre Demande), nécessitant un besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacité sont en ligne avec ceux du scénario 2023.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la baisse pour la coteure 2024 sur l'ensemble des pays de la zone euro et au Royaume-Uni.

De manière générale, cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque. Le spread EDF a, lui aussi, été revu à la baisse.

La diminution des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2023 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base sur la France et la Belgique et de 70 points de base sur l'Italie. Au Royaume-Uni le CMPC est stable.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 29 425 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2023 marquée par la fin de la crise énergétique au Royaume-Uni et un retour à un contexte plus favorable, le segment commercialisation a consolidé ses marges et parts de marché en 2024 grâce à une bonne performance des ventes dans les segments des moyennes et grandes entreprises.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en hausse par rapport à 2023 du fait principalement de l'amélioration des marges prévisionnelles long terme en BtoB ainsi que des volumes délivrés en BtoB à moyen terme. Pour rappel ce segment reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros étant généralement répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et des pertes de parts de marché ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-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. Au 31 décembre 2024, le segment intègre 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 dont la fin d'exploitation a été décalée de deux ans, jusqu'en mars 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation a été décalée d'un an, soit à mars 2027 (voir communiqué de presse EDF Energy du 4 décembre 2024).

Les perspectives de prix de marché *forward* en baisse comparées au niveau de prix retenus dans les tests à fin 2023 sont partiellement atténuées par l'impact favorable lié à l'extension des durées d'exploitation des centrales. Dans ce contexte, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible soit la baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement 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 6,8 milliards d'euros y compris Pod Point au 31 décembre 2024 (soit 5,6 milliards de livres sterling y compris Pod Point). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009 diminué de la part affectée à Sizewell C de 1,2 milliard de livres sterling compte tenu de la perte de contrôle du projet en 2024. Au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2023, la mise à jour du test avait conduit à le déprécier partiellement pour (1,2) milliard d'euros et (1,7) milliard d'euros.

Pour rappel, le Groupe a communiqué le 23 janvier 2024 sur le résultat de la revue du calendrier et du coût de construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre notamment à jour les hypothèses sur le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase de montage Electromécaniques (MEH), ainsi que les conséquences qui en découlent sur les autres lots. Ainsi trois scénarios ont été envisagés. Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet était estimé entre 31 et 34 milliards⁽¹⁾ de livres sterling₂₀₂₃ selon le cas de figure (contre une fourchette estimée entre 25 et 26 milliards de livres sterling₂₀₂₃ précédemment).

Le troisième scénario mentionné lors du communiqué de presse conduisait à un report de la mise en service des deux unités de 12 mois supplémentaires avec un coût additionnel de 1 milliard de livres sterling₂₀₂₃.

Les trois scénarios ont été pris en compte et pondérés dans la réalisation du test. Cette pondération a conduit à converger vers le scénario central incluant un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en 2030 comparé à juin 2027 précédemment (et 2031 pour l'unité 2 comparé à juin 2028 précédemment). Ce scénario intégrait un risque de report d'un an par rapport au scénario basé sur un calendrier opérationnel de 120 mois qui est utilisé pour le pilotage, l'organisation et la gestion du projet.

Sur la base de ces nouvelles hypothèses de calendrier et de coûts le projet avait été déprécié à hauteur de 11 151 millions d'euros au 31 décembre 2023.

6.

(1) Soit entre 41,6 et 46,5 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 30 juin 2023.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue de ses actifs, en tenant compte également des deux réacteurs d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point C. 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 initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (durée réduite d'environ 18 mois du fait du nouveau calendrier) : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CFD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CFD est fixé à 92,50 £/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) (soit 128 £/MWh en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles au 31 mars 2024). Ainsi pour la période d'exploitation sous CFD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,0 % dès 2030 contre, au 31 décembre 2023 : 2,2 % entre 2030 et 2050 puis 2,1 % à partir de 2050. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CFD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CFD fixé à 92,50 £/MWh, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont Hinkley Point C) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du Contract for Difference de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CFD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,8 % au 31 décembre 2024, inchangé par rapport à 2023. 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 le goodwill EDF Energy s'élève à 6,85 % au 31 décembre 2024, contre 6,9 % au 31 décembre 2023.

Compte tenu de l'impact négatif de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation long-terme et en l'absence de modification des hypothèses opérationnelles ainsi que des autres hypothèses clés telles que le CMPC, le test réalisé sur l'actif HPC conduit à identifier une perte de valeur de (1 116) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, bien que les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation) maintiennent des marges importantes, leurs valorisations sont également globalement en baisse (nucléaire Existant étant impactée par la baisse des prix forward) amenant à comptabiliser une dépréciation partielle complémentaire de la valeur du goodwill pour un montant de (70) millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dépréciation est irréversible, par nature.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy reste sensible à toute variation défavorable d'hypothèses.

Une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,2) milliards de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution de 20 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (1,2) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post CFD (au-delà de 2064) de 10£/MWh aurait un impact de (0,9) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Italie - Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 5 841 millions d'euros)

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 mis à jour au 31 décembre 2024 met en évidence une augmentation de la valeur recouvrable de la marque, liée principalement à la nouvelle baisse du CMPC.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les autres UGT de production d'Edison (Thermique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz), les tests présentent des marges en diminution liées à la baisse des hypothèses de prix.

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré l'impact défavorable de la baisse des clean spark spreads à court et moyen terme. Cette marge est essentiellement portée par les 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 sont intervenues en 2023.

Quant à l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable diminue en raison de la baisse des hypothèses de prix et de l'hypothèse de non-renouvellement des concessions qui arrivent à expiration partiellement compensée par la baisse du CMPC. Malgré cette baisse, aucun risque de perte de valeur n'est relevé sur cette UGT.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse de 10 % des clean spark spreads ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 714 millions d'euros)

La valeur recouvrable des actifs 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, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR 2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne, mais n'intègre pas la réalisation d'autres projets d'EPR, notamment Jaitapur Nuclear Power Plant en Inde.

Le taux de croissance long terme retenu est stable (à 1,5 %).

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 est en hausse par rapport au 31 décembre 2023 du fait de l'évolution favorable de l'activité à moyen terme et de la baisse du CMPC de 10 points.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de 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.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 13 563 millions d'euros)

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.

Des pertes de valeur ont été identifiées pour un montant total de (136) millions d'euros concernant notamment des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine (changements tarifaires légaux défavorables), des parcs solaires et éoliens en exploitation au Royaume-Uni (déassement de coûts de construction) et un parc solaire aux États-Unis (rentabilité insuffisante).

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées et aux prêts qui s'y rattachent ont également été enregistrées à hauteur de (91) millions d'euros (voir notes 12.3 et 18.13).

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 278 millions d'euros)

Au 31 décembre 2024, le goodwill de Dalkia est de 634 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de 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 2024 conduit à constater une hausse de la valeur recouvrable, principalement liée à la baisse de 20 points du CMPC (de 6,0 % à 5,8 %), au développement de l'activité travaux et aux effets commerciaux portés par une bonne dynamique.

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 2024 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France - Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 67 255 millions d'euros)

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 16 131 millions d'euros (voir note 10.3). Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci 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 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023). 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. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2024 bien que la stratégie

industrielle du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 10.3).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix forward (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78 €/MWh et 110 €/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €/MWh et de 110 €/MWh (voir note 5.11).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste 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 ;
- la réglementation post ARENH ;
- 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.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10€/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de +10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Autre International - Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 598 millions d'euros)

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge reste nettement favorable sur ce segment, la baisse du CPMC de 30 points de base (de 7,2 % à 6,9 %) compense la baisse des hypothèses de prix.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CPMC de 50 points de base ou intégrant un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

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 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées 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, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. À cet effet, les autorités concédantes (les collectivités territoriales ou établissements publics de coopération disposant de cette compétence) 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 356 contrats de concession au 31 décembre 2024. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité 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 concession français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Ainsi, les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque 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.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations ⁽¹⁾	Mises en services	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2024
Terrains et constructions	3 644	-	156	(11)	(2)	3 787
Réseaux	112 463	866	3 959	(502)	-	116 786
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 254	2	614	(122)	(5)	5 743
Immobilisations en cours	2 698	5 218	(4 729)	(15)	4	3 176
Valeurs brutes	124 059	6 086	-	(650)	(3)	129 492
Terrains et constructions	(1 803)	(89)	-	11	(9)	(1 890)
Réseaux	(52 860)	(190)	-	316	(2 598)	(55 332)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 268)	(291)	-	118	(166)	(3 607)
Amortissements et pertes de valeur	(57 931)	(570)	-	445	(2 773)	(60 829)
VALEURS NETTES	66 128	5 516	-	(205)	(2 776)	68 663

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrages par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

6.

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) qui sont évalués à hauteur de :
 - > 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 ÉLAN, 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	59 123	57 300
Financement concessionnaire non amorti	(34 978)	(33 176)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	24 145	24 124
Amortissement du financement du concédant	17 717	17 007
Provisions pour renouvellement	8 741	8 879
Droits sur biens à renouveler	26 458	25 886
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50 603	50 010

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 133 millions d'euros (144 millions d'euros en 2023).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024			31/12/2023	
		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
CTE	12.1	50	1 888	68	1 793	190
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	15.1.2	n.a.	2 290	(26)	1 850	(48)
Participations d'EDF Renouvelables	12.3	n.a.	2 235	(1 057)	2 509	(61)
Taishan (TNP/VC)	12.2	30	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Participations d'EDF Trading	12.3	n.a.	948	214	867	255
Sizewell C (Holding) Ltd	12.3	n.a.	652	-	n.a.	n.a.
Autres participations	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
TOTAL			10 167	(683)	9 037	257

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du pôle CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	23 140	21 528
Actifs courants	4 225	3 946
TOTAL ACTIF	27 365	25 474
Capitaux propres	3 768	3 579
Passifs non courants	16 976	15 571
Passifs courants	6 621	6 324
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	27 365	25 474
Chiffre d'affaires	5 559	6 131
Excédent brut d'exploitation	1 629	1 891
Résultat net	135	380
Endettement financier net	14 665	13 287
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	291	(39)
Dividendes versés	238	287

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

Le 10 janvier 2024, CTE a lancé avec succès une émission d'obligations senior pour un montant de 500 millions d'euros d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 3,75 %.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2023 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2023	31/12/2022
Actifs non courants	10 760	11 838
Actifs courants	897	884
TOTAL ACTIF	11 657	12 722
Capitaux propres	3 137	3 606
Passifs non courants	6 684	7 457
Passifs courants	1 836	1 659
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	11 657	12 722
Chiffre d'affaires	729	640
Résultat net	(254)	(327)
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 exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 avait été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage »). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC avait ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 27 novembre 2023 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. Le réacteur 2 a été arrêté pour son troisième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible au printemps 2024. Il est maintenant reconnecté au réseau et fonctionne en toute sécurité.

La provision pour risques constituée pour prendre en compte, notamment, les incertitudes tarifaires auxquelles est soumise la centrale de Taishan est maintenue à ce jour en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (National Development and Reform Commission).

Pour rappel, dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd., Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd. et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co., Ltd. (Groupe CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord portait sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale. EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. En mai 2024, les parties ont signé une lettre d'intention encadrant notamment les discussions relatives aux modifications du pacte d'actionnaires et à la politique d'amortissement.

12.3 Autres participations

Au 31 décembre 2023, EDF détenait Sizewell C à hauteur de 49,44 % qui était contrôlée et consolidée en intégration globale. Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 16,23 % du projet et certains événements intervenus en 2024 ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation de Sizewell C qui est mise en équivalence à compter de cette date (voir notes 3.1.3 et 10.3).

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 Énergétique 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. Depuis début juin 2024, la première turbine, d'une capacité de 60 MW, fournit de l'électricité. À fin 2024, six groupes représentant une puissance de 360 MW ont été mis en service. Le septième et dernier groupe doit être mis en service début 2025 pour atteindre une capacité totale de 420 MW.

Sur l'exercice 2024, (1 036) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement sur les titres de participations relatifs au projet Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) dépréciés en totalité pour (764) millions d'euros, aux actifs dédiés pour (118) millions d'euros, sur le parc éolien de Spinning Spur Wind Two, LLC aux États-Unis pour (48) millions d'euros et sur des projets solaires au Mexique pour (25) millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

ASOW est le partenariat entre Shell et EDF Renouvelables pour porter des projets éoliens off-shore aux États-Unis. Cinq projets sont en cours de développement. L'évolution du contexte politique défavorable aux États-Unis et la décision de l'État du New Jersey du 4 février 2025 de ne pas attribuer de lauréat à l'appel d'offres auquel participait le projet le plus avancé d'ASOW ont conduit le Groupe à prendre toutes les conséquences liées à ces événements. Ainsi, une charge totale de (934) millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat des sociétés mises en équivalence.

Sur l'exercice 2023, (240) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre des actifs dédiés pour (86) millions d'euros, sur la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine pour (79) millions d'euros, sur le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour (54) millions d'euros et sur des parcs éoliens au Mexique pour (16) millions d'euros.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement au cours de l'exercice 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Variation monétaire	Variation non- monétaire	31/12/2024
Stocks et en-cours de production	13.2	(18 092)	(590)	(566)	(19 248)
Clients et comptes rattachés nets de provision	13.3	(26 833)	3 106	(412)	(24 139)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.5	19 687	(359)	138	19 466
Dette(trance) de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	13.4	2 030	(2 822)	-	(792)
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	13.4 et 13.6	12 468	(947)	821	12 342
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(628)	160	(1 056)	(1 524)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(11 368)	(1 452)	(1 075)	(13 895)

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'actifs et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** du besoin en fonds de roulement se détériore de (1 452) millions d'euros en 2024, principalement du fait de la variation des positions relatives à la CSPE pour (2 822) millions d'euros. Au 31 décembre 2024, une créance est comptabilisée pour 792 millions d'euros. En 2023, une dette de (2 030) millions d'euros était comptabilisée (voir note 13.4).

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que des reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2024 s'explique principalement par la variation de juste valeur essentiellement sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (1 614) millions d'euros, ainsi que par les effets périmètre pour un total de 347 millions d'euros essentiellement liés à la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd. pour 120 millions d'euros et à l'acquisition d'Arsbelle Solutions pour 237 millions d'euros.

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 combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion des combustibles usés 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 des combustibles usés 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 dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 376	(430)	11 946	11 760	(431)	11 329
Autre combustible	1 547	(274)	1 273	1 556	(260)	1 296
Autres approvisionnements	2 241	(428)	1 813	2 047	(413)	1 634
En-cours de production de biens et services	973	(24)	949	771	(22)	749
Autres stocks	3 335	(68)	3 267	3 144	(60)	3 084
TOTAL STOCKS	20 472	(1 224)	19 248	19 278	(1 186)	18 092

6.

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024 (8 510 millions d'euros au 31 décembre 2023).

L'évolution des stocks sur l'année 2024 s'explique principalement par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires essentiellement portée par un effet prix.

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	31/12/2024	31/12/2023
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute		23 370	24 232
dont actifs sur contrat	13.3.3	200	286
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute		2 627	4 341
Dépréciations		(1 858)	(1 740)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE		24 139	26 833

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les créances clients sont en baisse par rapport au 31 décembre 2023 en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs : France - Activités de production et commercialisation (1,6 milliard d'euros, EDF Trading (1,7 milliards d'euros et France - Activités régulées 0,3 milliard d'euros. L'évolution de 0,4 milliard d'euros sur le secteur Industrie et Services est notamment portée pour 0,2 milliard d'euros par l'acquisition d'Arabelle Solutions.

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	25 997	(1 858)	24 139	28 573	(1 740)	26 833
dont créances échues de moins de 6 mois	2 330	(351)	1 979	2 263	(392)	1 871
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 438	(428)	1 010	1 100	(401)	699
dont créances échues de plus de 12 mois	1 692	(1 012)	680	1 066	(728)	338
dont total des créances échues	5 460	(1 791)	3 669	4 429	(1 521)	2 908
dont total des créances non échues	20 537	(67)	20 470	24 144	(219)	23 925

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part, et
- en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité ad hoc) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances clients transférées et maintenues au bilan	75	57
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 323	1 764

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 323 millions d'euros au 31 décembre 2024 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 764 millions d'euros en décembre 2023).

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.

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 200 millions d'euros au 31 décembre 2024 (286 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concernent principalement en 2024 Dalkia, EDF Renouvelables, Arabelle Solutions et Autre international.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024**13.4 Autres débiteurs**

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Charges constatées d'avance	1 652	1 609
Créances TVA	2 460	2 193
Créances fiscales (hors TVA)	344	315
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	792	-
Autres créances d'exploitation ⁽¹⁾	7 086	7 067
AUTRES DÉBITEURS	12 334	11 184
dont part non courante	1 979	2 110
dont part courante	10 355	9 074
dont valeurs brutes	12 424	11 252
dont dépréciation	(90)	(68)

(1) Y compris créances sur cession d'actifs

Au 31 décembre 2024 les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 2,4 milliards d'euros (3,1 milliards d'euros en 2023). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. 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 13.6).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

Les montants encaissés sur l'année 2024 en provenance du budget général de l'État s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi n°2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minoreront donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF SA au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

6.**13.5 Fournisseurs et comptes rattachés**

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	15 302	14 533
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 164	5 154
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	19 466	19 687

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2024 pour 0,8 milliard d'euros concerne notamment EDF Energy pour 0,4 milliard d'euros, Arabelle Solutions pour 0,3 milliard d'euros, Edison pour 0,2 milliard d'euros et Enedis pour (0,4) milliard d'euros.

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 restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 985 millions au 31 décembre 2024.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

13.6 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dont passifs sur contrat	31/12/2023	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 614	2 435	4 011	2 099
Fournisseurs d'immobilisations	5 542	-	5 464	-
Dettes fiscales	5 167	-	4 740	-
Dettes sociales	6 717	-	6 236	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 975	3 974	3 548	3 548
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 219	897	1 267	857
Appels de marge trading	486	-	922	-
Dettes de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	-	-	2 030	-
Autres dettes ⁽²⁾	3 950	-	4 442	-
AUTRES CRÉDITEURS	30 670	7 306	32 660	6 504
dont part non courante	6 039	3 367	5 685	3 539
dont part courante	24 631	3 939	26 975	2 965

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020, non encore repris en autres produits et charges opérationnels (voir note 5.5.4).

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

13.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2024, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 501 millions d'euros (719 millions d'euros au 31 décembre 2023).

13.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2024, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 409 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité en lien avec l'application progressive, à partir du 1^{er} février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1^{er} février 2023.

13.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2024 les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023) et à Arabelle Solutions pour 329 millions d'euros.

Ils intègrent également le solde de 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).

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactuali- sation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2024
Acomptes reçus	2 099	1 710	(1 395)	(34)	-	25	30	2 435
Produits constatés d'avance long terme	3 548	872	(684)	(167)	49	334	22	3 974
Autres produits constatés d'avance	857	673	(686)	-	-	51	2	897

13.6.4 Appels de marge trading

Au 31 décembre 2024, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 0,5 milliard d'euros (0,9 milliard d'euros en 2023). 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 13.4), s'agissant de contreparties différentes.

13.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023 des subventions d'investissements pour 16 milliard d'euros. Les subventions d'investissements reçues sur 2024, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 232 millions d'euros (258 millions d'euros sur 2023).

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres dettes » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

13.6.6 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.

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 435 millions d'euros (principalement pour les segments Industries et Services, Royaume-Uni et France - Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 4 871 millions d'euros (principalement pour les segments France - Activités de production et de commercialisation et Industries et Services), soit un total de 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 6 504 millions d'euros au 31 décembre 2023). Les modifications de périmètre sur 2024 concernent essentiellement l'acquisition d'Arabelle Solutions.

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 19 191 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 778 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

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 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

14.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

14.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

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.

Au 31 décembre 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (12 009 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le 5 juin 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 5 juillet 2024 de la souche de dette hybride émise en octobre 2018 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4 % avec une échéance au 30 octobre 2024. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 30 juin 2024 1 243 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres, en autres dettes financières pour 1 250 millions d'euros et pour (7) millions d'euros, correspondant à la part des frais d'émission. Le 5 juillet 2024, la dette a été intégralement remboursée pour 1 250 millions d'euros.

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé des offres contractuelles de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 499 millions d'euros de la souche euros

émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros, et pour 730 millions d'euros (621 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling.

Le 10 septembre 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 29 janvier 2025 de la souche de dette hybride émise en janvier 2013 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 5,38 % échéance en janvier 2025. EDF a reclassé au 31 décembre les 1 229 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros en autres dettes financières et pour 21 millions d'euros en primes et réserves pour la part des primes et frais d'émission.

Le 10 septembre 2024, EDF a émis trois tranches d'obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour respectivement 500 millions d'euros (à un taux de 5,125 %), 650 millions d'euros (à un taux de 5,625 %) et 500 millions de livres sterling (à un taux de 7,375 %).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 582 millions d'euros sur l'exercice 2024 (630 millions d'euros sur l'exercice 2023). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2025, une rémunération de 74 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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	629	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	12/2019	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 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,33 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

(1) Date de réception des fonds

14.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 453	300	2 014	136
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	27,40 %	5 915	(87)	5 349	(2 703)
Sizewell C (Holding) Ltd.	83,77 %	-	(9)	1 475	-
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 024	17	520	13
Luminus SA	31,37 %	995	102	698	25
Framatome	19,50 %	200	(23)	218	(34)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 442	144	1 677	158
TOTAL		11 029	448	11 951	(2 404)

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) Ltd, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 72,60 % (67,72 % au 31 décembre 2023) par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Suite à la perte de contrôle dans la société Sizewell C (Holding) Ltd, société détenue à 16,23 % (49,44 % au 31 décembre 2023) par le Groupe via EDF Energy et qui porte le projet Sizewell C, la société est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2023, les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent uniquement à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % depuis l'acquisition par EDF le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem.

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 d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements. Le 6 novembre 2024, une augmentation de capital de 500 millions d'euros a été souscrite par Natixis Belgique Investissements, qui détient désormais 13,78 % du capital d'EDF IG au 31 décembre 2024 (7,54 % au 31 décembre 2023) et EDF, via la société C3, détient les 86,22 % restants (92,46 % au 31 décembre 2023).

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 66 millions d'euros au 31 décembre 2024 (56 millions d'euros en 2023).

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 certitude raisonnable 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 des combustibles usés, 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.

6.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	33 220	1 995	35 215	28 193	2 069	30 262
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 609	1 453	37 062	32 013	1 269	33 282
Provisions liées à la production nucléaire	68 829	3 448	72 277	60 206	3 338	63 544

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 265	-	18 714
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	520	-	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	1 446	379	15 981
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	31 605	3 231	379	35 215
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	12 878	599	32 698
Provisions pour derniers cœurs	2 995	1 369	-	4 364
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2024	22 216	14 247	599	37 062
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2024	53 821	17 478	978	72 277

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15 114	4 074	(1 248)	638	59	77	18 714
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 742	881	(348)	371	61	274	15 981
Provisions pour aval du cycle nucléaire	30 262	4 955	(1 596)	1 031	141	422	35 215
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 291	400	(1 000)	1 321	537	2 149	32 698
Provisions pour derniers cœurs	3 991	-	-	193	62	118	4 364
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	33 282	400	(1 000)	1 514	599	2 267	37 062
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	63 544	5 355	(2 596)	2 545	740	2 689	72 277
Dont part courante	3 338						3 448
Dont part non courante	60 206						68 829
Dont EDF SA	48 220						53 821
dont périmètre loi du 28 juin 2006	47 007						52 583
Dont Royaume-Uni	14 365						17 478
Dont Belgique	960						978

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2024 s'explique notamment par :

- En France (voir note 15.1.1) :
 - une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1) pour 3 301 millions d'euros ;
 - une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.2) pour 823 millions d'euros ;
 - la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros (voir note 15.1.3) ;
 - une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros.
- Au Royaume-Uni (voir note 15.2) :
 - une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'Integrated Plan 25 (IP 25) approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2024 ;
 - une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
 - les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (366) millions d'euros

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'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 13.4.2. Fin 2024, le niveau d'incertitudes à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 15.1.1), (ii) les évolutions réglementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 15.1.3). Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 15.1.2).

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	15.1.1.1	13 876	4 058	(1 113)	573	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		1 760	2 678	(36)	76	18	4 496
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 219	-	(42)	61	-	1 238
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 205	869	(348)	301	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire		27 081	4 927	(1 461)	874	184	31 605
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	18 419	399	(274)	753	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 720	-	-	126	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		21 139	399	(274)	879	73	22 216
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		48 220	5 326	(1 735)	1 753	257	53 821
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		47 001	5 326	(1 693)	1 692	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 219	-	(42)	61	-	1 238

(1) 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'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par les événements suivants :

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés en France au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir note 15.1.1.1) pour 3 301 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 3 291 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de 10 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- la première divergence de la centrale de Flamanville 3 se traduisant par une augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 428 millions d'euros, répartis à hauteur de 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation (voir note 15.1.1.3), 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 73 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir note 15.1.1.2) pour 823 millions d'euros dont les effets sont présentés en « augmentations » pour un montant de 775 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de 48 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 15.1.1.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « effet de l'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en résultat financier.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, 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 UPI de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage 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 des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

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 nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1100 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 au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (17 449 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 ;

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques provisionnels 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. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023. Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1^{er} octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé 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), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usagés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergente un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de

quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN dans sa note d'information du 17 avril 2024 a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n°2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau Avant Projet Sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

À l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet PEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devraient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

En 2013, 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 2^{ème} trimestre 2018. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sécurité nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 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 1300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation

d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

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, le cas échéant après entreposage longue durée, 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 (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

6.

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soullaines (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soullaines (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 156	13 205

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 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soullaines, 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 stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centracco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, 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 du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs, la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGEC début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Évolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

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 et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au B° PNGMDR⁽¹⁾, l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendevre-Soulaïnes et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendevre-Soulaïnes pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettant d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

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 de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGEC, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R.102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

⁽¹⁾ Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal Officiel du 10 décembre 2022.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, l'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGECC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il 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 en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 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). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

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 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100% des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

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 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, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BOOT) 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	(10)	594	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	(264)	159	-	5 711
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	18 419	399	(274)	753	(76)	19 221

Les « autres mouvements » sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation (provisions adossées à des actifs) comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2024 ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros suite à la première divergence du réacteur en septembre 2024.

Les « diminutions » correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024. Les « augmentations » correspondent aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des 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)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

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 chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a 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 avait 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. En 2021, le coût 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.

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 deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGECC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que 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 le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les 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). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation via une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

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 en 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 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₄) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique, dans les états financiers consolidés du Groupe, la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

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) au Bugey, à Saint-Laurent et à 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 2^e 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 téléopération 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 stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de 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 2022 :

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 ».

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision Gestion à Long Terme des Déchets Radioactifs (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 les 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.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 59-4-4 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 son 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.

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 des risques et incertitudes planning (appliquée 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.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte, notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) suite à la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb...) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions réglementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ; À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un traitement ad hoc sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	334	294
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim ⁽¹⁾	1 161	971
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde - Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	690	604

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment 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 1,1 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 7,6 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 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers 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. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la cavité réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027. Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos ;
- 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.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

- la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers la Hsge ;
- une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;
- le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention ;
- les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier

de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement ;

- Réacteurs graphites Gaz - UNGG : arrêtés 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. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026. 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 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). 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 vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), 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. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité. La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée 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. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 et 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 des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inévitables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une 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 »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 21).

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

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 (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 7 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 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,3 % ; 3,6 %] ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) 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 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, 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*).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 7 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 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant est de 2,6 %.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

(en millions d'euros)	31/12/2024		31/12/2023	
	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 des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
dont non liée au cycle d'exploitation	7 794	4 496	3 658	1 760
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	65 254	30 367	57 465	25 862
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 632	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	39 634	22 216	36 635	21 139
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	-	52 583	-	47 001

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024		Total
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans ⁽¹⁾	
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
dont non liée au cycle d'exploitation	2 977	4 817	7 794
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	19 137	46 117	65 254
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	5 623	34 011	39 634

(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 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % 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 2024 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
Aval du cycle nucléaire :					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs :					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(586)	621	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103	-	-
TOTAL	53 821	(1 875)	2 026	976	(1 073)
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	38 507	(1 636)	1 777	833	(924)

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 (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 des 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 7^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 7^{er} juillet 2020.

Depuis le décret du 7^{er} 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 fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

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 (déormais 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.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % 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 seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, 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, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), 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 Fiber, Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

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 FNG 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 17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024 (14 579 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces FCPR sont constitués principalement de 20 fonds cotés pour 16 341 millions d'euros (au 31 décembre 2023, 18 FCPR cotés pour 13 298 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 par EDF Invest.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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).

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58 % en Europe, 19,78 % au Japon et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48 %, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 5,99 %, et le crédit high yield court terme de 5,02 %.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2024 dans le résultat financier à hauteur de +2 998 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +2 220 millions d'euros en 2023. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2024 en OCI à hauteur de +164 millions d'euros (voir note 18.12) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +431 millions d'euros en 2023.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de private equity et de private debt.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris (Xème arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms OnTower en Autriche, renommé Optimus Tower.

Des retraits pour un montant de 527 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2024 (465 millions d'euros en 2023).

6.

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

(en millions d'euros)		31/12/2024		31/12/2023	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)⁽¹⁾		6 877	9 485	6 196	8 657
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	4 534	7 135	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 354	2 361	2 359	2 367
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(11)	(11)	3	3
ACTIFS DE CROISSANCE		16 633	16 633	14 036	14 036
Actions cotées	Titres de dettes	15 995	15 995	13 392	13 392
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	699	699	589	589
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(61)	(61)	55	55
ACTIFS DE TAUX		14 202	14 202	14 192	14 192
Obligations et TGN cotés	Titres de dettes	13 172	13 172	12 488	12 488
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	260	260	236	236
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	395	395	363	363
Trésorerie	Titres de dettes	365	365	1 104	1 104
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	10	1	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		37 712	40 320	34 424	36 885

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (cf. note 12). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

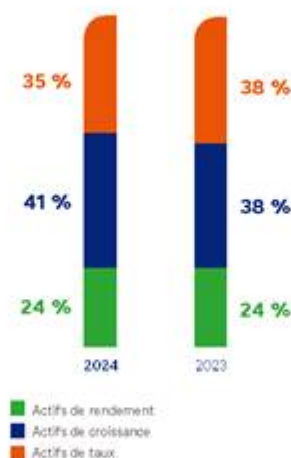
(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 235 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

La composition des actifs dédiés en 2024 et en 2023 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)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions pour derniers coeurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	38 507	33 989
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	40 320	36 885
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	104,7 %	108,5 %

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. 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 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, (également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation). Aucune dotation n'avait été réalisée en 2023.

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 17 478 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 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 18.13) et s'élèvent à 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023).

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de factualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 238	16	(135)	65	59	22	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	22	21	71	520
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 173	2	-	64	61	146	1 446
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 817	18	(135)	151	141	239	3 231
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 277	-	(724)	554	538	2 233	12 878
Provisions pour derniers cœurs	1 271	-	-	66	62	(30)	1 369
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	11 548	-	(724)	620	600	2 203	14 247
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	14 365	18	(859)	771	741	2 442	17 478

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 ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour de l'estimation des coûts pour 3 440 millions euros réalisée dans le cadre de l'*Integrated Plan 25* (IP 25), approuvée par la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team) en décembre 2024. Cette mise à jour est principalement due à une combinaison : d'augmentations des coûts de fin de cycle des AGR (connus sous le nom de passifs non contractuels), suite à l'engagement de Sellafield dans un groupe de travail conjoint ; d'augmentations des coûts de déconstruction d'AGR en raison d'hypothèses mises à jour concernant la durée de la phase d'entretien et maintenance préalables (survenant suite aux travaux initiaux sur le plan de réalisation du site de Hunterston B) ; et d'une mise à jour des besoins prévus en personnel (équivalent temps plein) pour réaliser la déconstruction des AGR, ainsi que des augmentations des coûts opérationnels, des coûts de personnel et des prévisions des coûts centraux résultant de la pression inflationniste ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 30 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (825) millions d'euros ;
- les nouvelles hypothèses (comme annoncé par le Groupe en décembre 2024) de fermeture des centrales AGR Heysham 1 et Hartlepool, planifiée en 2027 (précédemment en 2026), et de fermeture des centrales AGR de Heysham 2 et Torness planifiée en 2030 (précédemment en 2028) conduisant à une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction, de (366) millions d'euros.

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. 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 7 juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est

renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés 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 des combustibles usés 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 des combustibles usés 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 67 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- 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 des combustibles usés AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, 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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 déposent 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 2024.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « Integrated Plan » (IP). Cet Integrated Plan est soumis à l'approbation de la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team). L'IP24 et l'IP25 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2023 et en décembre 2024.

L'estimation des coûts de l'IP25 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'Aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs des allongements annoncés de durée d'amortissement des centrales AGR, et de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

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 réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la Nuclear Decommissioning Authority (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2024		31/12/2023	
(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 des combustibles usés	4 173	1 265	3 790	1 238
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 086	520	2 071	406
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 780	1 446	5 784	1 173
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 039	3 231	11 645	2 817

(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. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

	31/12/2024		31/12/2023	
(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	27 273	12 809	20 459	10 195

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- 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 provisionnels 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 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,4 % au 31 décembre 2024 (3,1 % au 31 décembre 2023).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2024
Provisions pour aval du cycle nucléaire	364	10	-	5	-	379
Provisions pour déconstruction et derniers coûts	596	1	(2)	15	(1)	599
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	960	11	(2)	20	(1)	978

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 352 millions d'euros au 31 décembre 2024 (352 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.13) pour 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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 provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2023, les provisions nucléaires en Belgique avaient pris en compte une augmentation de 367 millions d'euros traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord définitif signé par ENGIE avec l'État belge le 13 décembre 2023 sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires d'une part (fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires) et sur la prolongation des réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 d'autre part.

Le 19 avril 2024, la Chambre des Représentants en Belgique a approuvé les projets de loi qui permettront la prolongation des réacteurs de Doel 4 et Tihange 3. L'approbation de la Commission Européenne (enquête en cours) sur cet accord est en attente.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

6.

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 durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - > le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - > la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - > le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - > les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

• 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 statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1^{er} septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux...).

Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires 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. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statuaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés 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 engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1^{er} janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1^{er} janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

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 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)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour avantages du personnel - part courante	778	665
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	17 284	15 895
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	18 062	16 560

16.1.1 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 31/12/2023	26 187	6 913	822	33 922
Charge nette de l'exercice 2024	1 500	294	65	1 859
Écarts actuariels	1 252	(1 145)	(5)	102
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 190)	(317)	(45)	(1 552)
Écarts de conversion	-	308	-	308
Mouvements de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	-	-
ENGAGEMENTS AU 31/12/2024	27 749	6 054	889	34 692

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2023	(10 001)	(7 033)	(470)	(17 504)
Charge nette de l'exercice 2024	(332)	(319)	(17)	(668)
Écarts actuariels	(191)	846	(33)	622
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	431	317	14	762
Écarts de conversion	-	(322)	-	(322)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	28	28
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2024	(10 093)	(6 579)	(513)	(17 185)

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2023 ⁽²⁾	16 186	(120)	352	16 418
Charge nette de l'exercice 2024	1 168	(25)	48	1 191
Écarts actuariels	1 061	(299)	(38)	724
Cotisations versées aux fonds	-	(72)	(34)	(106)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(759)	-	(31)	(790)
Écarts de conversion	-	(14)	-	(14)
Mouvement de périmètre	-	-	51	51
Autres variations	-	-	28	28
PASSIF NET AU 31/12/2024	17 656	(525)	376	17 507
dont provisions pour avantages du personnel				18 062
dont actifs financiers non courants				(555)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulières » (voir note 16.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2023 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 560 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (142) millions d'euros soit un passif net de 16 418 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2024 s'élèvent à 102 millions d'euros :

- dont 1252 millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation des écarts d'expérience pour 1 694 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (446) millions d'euros, et
- dont (1145) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (1 015) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (14) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour (116) millions d'euros (voir note 16.13).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2023 s'élevaient à (9) millions d'euros :

- dont (509) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour 2 037 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (1 165) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour (1 382) millions d'euros ; et
- dont 470 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour 306 millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour (119) millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 284 millions d'euros (voir note 16.13).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2024

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2024 s'élèvent à 622 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 846 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2024, et d'une baisse de 191 millions d'euros en France en raison d'une surperformance de +1,8% au-delà du taux d'actualisation due en particulier à la bonne performance des marchés actions.

Passif net au 31 décembre 2024

Le passif net au 31 décembre 2024 s'élève à 17 507 millions d'euros :

- dont 17 656 millions d'euros en France ;
- dont (525) 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 540 millions d'euros contre 134 millions d'euros au 31 décembre 2023. Ce surplus, dont la hausse est principalement due à la hausse des taux souverains du Royaume-Uni par rapport à leur niveau de fin 2023, est comptabilisée à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taux d'actualisation / taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,40 %	3,40 %	5,55 %	4,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %	2,95 %	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,90 %	3,10 %	2,85 %	2,75 %

(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 comptabilisée 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 durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durées.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,40 % au 31 décembre 2024 (stable par rapport au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les lois de salaires projetées à partir de 2024 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche 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.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2024	
	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 128) / 1 210	(226) / 236
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 176 / (1 100)	180 / (191)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 176 / (1 105)	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

(en millions d'euros)	2024			
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(613)	17	(36)	(632)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(319)	(29)	(1 235)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(555)	8	(12)	(559)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 168)	25	(48)	(1 191)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
Écarts actuariels	(1 061)	299	38	(724)
Écarts de conversion	-	14	-	14
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(1 061)	313	38	(710)

(en millions d'euros)	2023			
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(402)	(16)	(18)	(436)
Coût des services passés	(338)	92	(5)	(251)
Écarts actuariels - avantages à long terme	(102)	-	-	(102)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(842)	76	(23)	(789)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 008)	(298)	(31)	(1 337)
Produit sur les actifs de couverture	357	336	15	708
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(651)	38	(16)	(629)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 493)	114	(39)	(1 418)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	509	(470)	(30)	9
Écarts actuariels sur actifs de couverture	652	(259)	11	404
Écarts actuariels	1 161	(729)	(19)	413
Écarts de conversion	-	19	(6)	13
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 161	(710)	(25)	426

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2024	2023
Variation liée aux écarts d'expérience	(1 848)	1 308
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	458	(901)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(1 390)	407
dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	509
dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(138)	(102)

(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 de production et commercialisation et Activités régulées)

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)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	13 078	12 673
Retraités	14 671	13 514
TOTAL ENGAGEMENTS	27 749	26 187

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	9 432 ⁽¹⁾	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024	26 229	(10 093)	16 136
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024	1 520	-	1 520
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024	27 749	(10 093)	17 656

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2023 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 667	(9 367) ⁽¹⁾	10 300
Avantage en nature énergie	2 968	-	2 968
Indemnités de fin de carrière	781	(619)	162
Autres	1 311	(15)	1 296
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2023	24 727	(10 001)	14 726
Rentes ATMP et invalidité	1 214	-	1 214
Médailles du travail	221	-	221
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2023	1 460	-	1 460
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2023	26 187	(10 001)	16 186

(1) Constitué principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2023).

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 10 093 millions d'euros au 31 décembre 2024 (10 001 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	10 093	10 001
Actifs pour régime spécial de retraite	9 432	9 367
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	65 %	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	31 %
Biens immobiliers	2 %	2 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	645	619
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	58 %	59 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	42 %	41 %
Autres actifs de couverture	16	15

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 72 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 28 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % 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 2024, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 13 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2023.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 5,2 % en 2024.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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	1 232	1 212
D'un à cinq ans	4 903	4 422
De cinq à dix ans	6 095	4 680
À plus de dix ans	49 257	17 435
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	61 487	27 749

Au 31 décembre 2024, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,7 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Participants en activité	2 328	2 916
Retraités	3 726	3 997
TOTAL ENGAGEMENTS	6 054	6 913

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)	31/12/2024	31/12/2023
ACTIFS DE COUVERTURE	6 579	7 033
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	9 %	5 %
Instruments de créances cotés (obligations)	92 %	91 %
Biens immobiliers	5 %	9 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	4 %
Autres (dont private equity) ⁽¹⁾	-8 %	-9 %

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2024, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 84 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 16 % du total en obligations notées A, BBB et autres,

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 77 % 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	298	303
D'un à cinq ans	1 271	1 090
De cinq à dix ans	1 793	1 212
À plus de dix ans	10 995	3 449
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	14 357	6 054

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2024.

Note 17 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024			31/12/2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	2 147	147	2 294	1 943	116	2 059
Autres provisions	17.2	3 875	2 547	6 422	2 935	3 175	6 110
AUTRES PROVISIONS		6 022	2 694	8 716	4 878	3 291	8 169

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition des autres provisions pour déconstruction par société est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	1 133	1 017
EDF Energy	40	48
Edison	132	127
Framatome	449	430
Autres	540	437
TOTAL	2 294	2 059

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 2024 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 154 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 44 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 114 millions d'euros pour Framatome et 66 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 102 % pour Framatome et de 149 % pour Cyclife France.

6.**17.2 Autres provisions**

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions			Autres mouvements	31/12/2024
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre		
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	638	6	(7)	-	-	169	806
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	30	13	(4)	(1)	-	3	41
Provisions pour litiges	233	86	(93)	(15)	(109)	121	223
Provisions pour contrats onéreux	676	75	(182)	-	16	24	609
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 707	2 062	(2 122)	-	-	53	1 700
Autres provisions pour risques et charges	2 826	1 267	(935)	(77)	53	(91)	3 043
TOTAL	6 110	3 509	(3 343)	(93)	(40)	279	6 422

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les contrats à long terme de Framatome et d'Arabelle Solutions sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.4 et 20).

Au 31 décembre 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) 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. Pour rappel, 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 (SEQUE-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.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - Emissions Trading Scheme). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO₂ soumis à certificats (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 million d'euros au 31 décembre 2023).

Autres provisions pour risques et charges

Suite à l'accord signé le 31 juillet 2023 entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1999, une provision avait été constituée au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée au 31 décembre 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 21.3). Au titre des coûts antérieurs au 31 décembre 2023 supportés par ENI, la part incombant à Edison s'établit à 545 millions d'euros. Edison a d'ores et déjà versé à ENI 245 millions d'euros en décembre 2024. Le solde résiduel, reclassé en dettes au 31 décembre 2024, devrait être versé à parts égales en 2025 et 2026. Au 31 décembre 2024, la provision comptabilisée au titre des coûts futurs des activités à réaliser s'élève à 416 millions d'euros.

Les autres provisions pour risques et charges 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.

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 ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

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.

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 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'arrêt, 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) ;
- 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'arrêt comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

MODÈLE DE DÉPRÉCIATION

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « Investment Grade ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « Investment Grade ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	6 459	15 304	21 763	5 894	18 014	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	302	5	307	268	30	298
Titres en juste valeur en résultat	28 613	1 939	30 552	25 629	1 845	27 474
Titres de dettes ou de capitaux propres	35 374	17 248	52 622	31 791	19 889	51 680
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	4 915	4 915	-	14 519	14 519
Dérivés de couverture - Juste valeur positive ⁽¹⁾	4 109	1 892	6 001	3 512	2 654	6 166
Prêts et créances financières ⁽²⁾	16 468	2 684	19 152	13 024	2 380	15 404
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	55 951	26 739	82 690	48 327	39 442	87 769

(1) Dont 3 937 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2024.

(2) Dont dépréciation pour 1653 millions d'euros au 31 décembre 2024 (353) millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((9,6) milliards d'euros) s'explique par la baisse 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 2024.

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 15.12 ;
- **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 1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 369 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 566	-	27 557	33 123	30 410
Actifs liquides	16 132	-	1 867	17 999	20 077
Autres actifs ⁽¹⁾	65	307	1 128	1 500	1 193
TOTAL	21 763	307	30 552	52 622	51 680

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2023	Diminutions nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 908	(2 594)	362	-	111	(24)	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	298	57	8	1	-	(57)	307
Titres en juste valeur en résultat	27 474	(400)	3 420	(11)	9	60	30 552
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	51 680	(2 937)	3 790	(10)	120	(21)	52 622

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 :

(en millions d'euros)	2024			2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽³⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽³⁾
Actifs dédiés d'EDF	6	-	(158)	319	-	(112)
Actifs liquides	290	-	(65)	525	-	(14)
Autres titres	-	8	-	-	46	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽¹⁾	296	8	(243)	844	46	(126)

(1) +/- : Augmentation/diminution des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/- : Augmentation/diminution du résultat - part du Groupe.

(3) Hors contreparties et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2024 concernent principalement EDF pour 539 millions d'euros dont 164 millions d'euros au titre des actifs dédiés (970 millions d'euros dont 431 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2023).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2024.

18.13 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Créances à recevoir du NLF	16 142	13 104
Autres prêts et créances financières	3 010	2 300
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	19 152	15 404

6.

Au 31 décembre 2024, 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 16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023) 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 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 120 millions d'euros au 31 décembre 2023 (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 354 millions d'euros au 31 décembre 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui 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, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 903 millions d'euros au 31 décembre 2023 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien offshore NnG pour 464 millions d'euros déprécié à hauteur de (248) millions d'euros), en France (dont le parc éolien offshore Provence Grand Large pour 55 millions d'euros déprécié à hauteur de (35) millions d'euros) et en Amérique du Nord.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2023	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2024
Prêts et créances financières	15 404	16	700	(177)	710	2 499	19 152

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 18.12).

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)	31/12/2024	31/12/2023
Disponibilités	6 354	8 861
Équivalents de trésorerie	1 243	1 914
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	7 597	10 775

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 437 millions d'euros au 31 décembre 2024 (369 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir note 13.5).

18.3 Passifs financiers

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	68 871	12 931	81 802	67 769	18 878	86 647
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	4 315	4 315	-	14 418	14 418
Dérivés de couverture - Juste valeur négative ⁽¹⁾	2 225	1 642	3 867	1 955	4 807	6 762
PASSIFS FINANCIERS	71 096	18 888	89 984	69 724	38 103	107 827

(1) Dont 2 065 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net en 2024 (voir note 19.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((10,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de trading, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités observée en 2024.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Solde au 31/12/2023	49 083	18 313	13 447	4 318	1 486	86 647
Augmentations	6 672	7 279	1 434	846	289	16 520
Diminutions	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	(100)	(26 824)
Écarts de conversion	447	(35)	94	30	(7)	529
Mouvements de périmètre	49	146	15	(62)	17	165
Variations de juste valeur	770	78	23	-	-	871
Autres mouvements	(1)	(27)	3 885	59	(22)	3 894
SOLDES AU 31/12/2024	54 116	12 777	8 825	4 421	1 663	81 802

En 2024, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 6 672 millions d'euros équivalents sur divers marchés. Les principales émissions ont été les suivantes :

- le 15 avril 2024, 1 852 millions d'euros (2 050 millions de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2024) ;
- le 13 mai 2024, 506 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mai 2024) ;
- le 11 juin 2024, 3 000 millions d'euros en trois tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 juin 2024) ;
- le 21 août 2024, 329 millions d'euros (310 millions de francs suisses) en deux tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 21 août 2024) ;
- le 31 octobre 2024, 589 millions d'euros (500 millions de livres sterling) en une tranche d'obligations senior (cf. communiqué de presse du 31 octobre 2024).

Les principales opérations réalisées en 2024 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 6 982 millions d'euros (dont 4 950 millions d'euros et 1 650 millions de dollars US hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)) et à leur remboursement partiel de (12 599) millions d'euros (dont 12 414 millions d'euros hors emprunts effectués auprès de la Banque Européenne d'Investissement (BEI)).

Au 31 décembre 2024, les **autres dettes financières** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 918 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 565 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Sur l'exercice, le Groupe a racheté des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 3 031 millions d'euros (dont la souche de 2014 pour 1 500 millions d'euros remboursée pour 539 millions d'euros en janvier, la souche de 2018 pour 1 250 millions d'euros remboursée en juillet, la souche de 2014 pour 1 000 millions d'euros remboursée pour 504 millions d'euros en septembre et la souche de 2013 pour 1 250 millions de livres sterling remboursée pour 738 millions d'euros en septembre). Préalablement à leur remboursement, ces instruments qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ».

De plus, le Groupe a annoncé le 10 septembre 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et dont le remboursement est intervenu le 29 janvier 2025. Au 31 décembre 2024, 1 250 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements » (voir note 14.3).

6.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2024
Émissions d'emprunts	6 672	7 279	1 434	-	-	15 385
Remboursements d'emprunts	(2 904)	(12 977)	(10 073)	(770)	160	(26 564)

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2024, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission, (hors green bonds) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	04/2024	04/2029	650	USD	5,65 %
Obligataire	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Obligataire	04/2024	04/2034	650	USD	5,95 %
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	04/2024	04/2064	750	USD	6,00 %
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2024, les **green bonds** (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	09/2024	09/2029	155	CHF	1,57 %
Euro MTN	06/2024	06/2031	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1,74 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4,38 %
Euro MTN	06/2024	06/2044	1 250	EUR	4,75 %

(1) Date de réception des fonds.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 920	1 367	7 624	726	1 294	12 931
Entre un et cinq ans	11 466	9 184	456	2 208	40	23 354
À plus de cinq ans	40 730	2 226	745	1 487	329	45 517
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2024	54 116	12 777	8 825	4 421	1 663	81 802

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 026	816	2 434	1 776	5 089

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 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant		en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 009	53 %	22 327		65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)		1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843		12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)		2 745	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 802	100 %	-		81 802	100 %

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	51 346	59 %	12 811	64 157	74 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 860	24 %	(16 634)	4 226	5 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 849	12 %	5 989	15 838	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 592	5 %	(2 166)	2 426	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 802	100 %	-	81 802	100 %

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	67 531	78 %	(16 197)	51 334	59 %
Emprunts à taux variable	19 116	22 %	16 197	35 313	41 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	86 647	100 %	-	86 647	100 %

Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe 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 en particulier 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. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, 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.

Onze emprunts, d'un montant total de 2 647 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2024 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 315 millions d'euros au 31 décembre 2024 (15 842 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces montants incluent 11 688 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG non tirées au 31 décembre 2024 (11 175 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de ces lignes de crédit est notamment liée à l'extinction de la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques et, chez EDF, à l'arrivée à échéance de lignes de crédit avec diverses banques pour un montant de 2,2 milliards d'euros, partiellement compensée par la mise en place de nouvelles lignes de crédit pour un montant total de 1,4 milliard d'euros.

En outre, le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du Groupe en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (Sustainability Linked Loans Principles) de la Loan Markets Association :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO₂ évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du Groupe.

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	14 315	3 050	11 240	25	15 842

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.

6.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2024

(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	2 765	2 765	21	452	2 292
Titres de dettes	49 857	49 857	7 230	42 494	133
Dérivés de couverture	6 001	6 001	25	5 973	3
Dérivés de transaction	4 915	4 915	122	4 200	593
Équivalents de trésorerie	1 243	1 243	62	1 181	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	64 781	64 781	7 460	54 300	3 021
Créances à recevoir du NLF	16 142	16 142	-	16 142	-
Autres prêts et créances financières	3 010	3 010	-	3 010	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	19 152	19 152	-	19 152	-
Dérivés de couverture	3 867	3 867	21	3 846	-
Dérivés de transaction	4 315	4 315	93	3 718	504
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	8 182	8 182	114	7 564	504
Emprunts et dettes financières	81 802	78 793	-	78 793	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	81 802	78 793	-	78 793	-

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2023

(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	2 527	2 527	-	2 020	507
Titres de dettes	49 153	49 153	6 599	42 400	154
Dérivés de couverture	6 166	6 166	14	6 152	-
Dérivés de transaction	14 519	14 519	477	11 851	2 191
Équivalents de trésorerie	1 914	1 914	61	1 853	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	74 279	74 279	7 151	64 276	2 852
Créances à recevoir du NLF	13 104	13 104	-	13 104	-
Autres prêts et créances financières	2 300	2 300	-	2 300	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	15 404	15 404	-	15 404	-
Dérivés de couverture	6 762	6 762	37	6 725	-
Dérivés de transaction	14 418	14 418	487	12 921	1 010
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	21 180	21 180	524	19 646	1 010
Emprunts et dettes financières	86 647	84 736	-	84 736	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	86 647	84 736	-	84 736	-

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 dans la section 5.17 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2024.

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 dérogés 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 CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Le risque de contrepartie 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 - 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 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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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	31/12/2024	31/12/2023
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.1.1	6 001	6 166
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.3.1	(3 867)	(6 762)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 134	(596)
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.1.1	4 915	14 519
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.3.1	(4 315)	(14 418)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		600	101

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	489	997
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	1 851	795
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(206)	(2 388)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 134	(596)
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(129)	(4)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	133	(72)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	596	177
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		600	101

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(552)	(1 006)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		2 424	2 385
Sous-total	19.2	1 872	1 379
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(35)	220
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		111	(2 478)
Sous-total		76	(2 258)
Couverture de situations nettes à l'étranger		272	191
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(74)	57
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	19.2	(12)	35
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		2 134	(596)

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 :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2024				Notionnel au 31/12/2023	Juste valeur	
	« 1 an	1 à 5 ans	» 5 ans	Total	Total	31/12/2024	31/12/2023
Achats de CAP	6	225	27	258	61	5	7
Ventes de FLOOR	-	200	-	200	-	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	6	425	27	458	61	5	7
Payeur fixe / receveur variable	1 573	5 083	8 216	14 872	13 380	1 274	1 448
Payeur variable / receveur fixe	2 068	7 314	24 745	34 127	24 759	(1 388)	(1 176)
Payeur variable / receveur variable	-	7 054	3 530	10 584	3 680	201	79
Payeur fixe / receveur fixe	144	5 586	6 182	11 912	10 828	397	639
Swaps de taux	3 785	25 037	42 673	71 495	52 647	484	990
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 791	25 462	42 700	71 953	52 708	489	997
Achats d'options	-	-	-	-	520	29	(11)
Swaps de taux	705	821	9 218	10 744	2 384	(158)	7
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	705	821	9 218	10 744	2 904	(129)	(4)

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. À noter que le notionnel des cross currency swaps, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2024				Notionnel à livrer au 31/12/2024				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2024
Change à terme	2 068	477	-	2 545	2 024	467	-	2 491	44
Swaps	35 375	19 152	17 294	71 821	34 922	18 500	15 193	69 615	1 807
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	37 444	19 629	17 294	74 367	36 947	18 967	16 193	72 107	1 851
Change à terme	4 642	1 210	104	5 956	4 593	1 209	99	5 901	60
Swaps	19 242	2 674	4 447	26 363	19 269	2 781	4 308	26 358	26
Options	48	-	-	48	48	-	-	48	-
Dérivés incorporés de change	82	195	-	277	62	148	-	210	47
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	24 014	4 079	4 551	32 644	23 972	4 138	4 407	32 517	133

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2023				Notionnel à livrer au 31/12/2023				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2023
Change à terme	4 644	639	-	5 283	4 641	629	-	5 270	10
Swaps	32 046	11 920	15 030	58 996	31 773	11 792	14 665	58 230	785
Options	3 371	-	-	3 371	3 426	-	-	3 426	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	40 061	12 559	15 030	67 650	39 840	12 421	14 665	66 926	795
Change à terme	5 654	3 310	-	9 164	5 815	3 275	-	9 090	54
Swaps	21 767	4 666	2 012	28 445	21 879	4 697	2 018	28 594	(126)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	27 621	7 976	2 012	37 609	27 694	7 972	2 018	37 684	(72)

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, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO₂ qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats 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 :

		31/12/2024				31/12/2023		
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(5)	(29)	-	(34)	(499)	17	(1 745)
Gaz	Millions de therms	929	357	-	1 286	309	650	(636)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 422	-	-	2 422	(30)	6 645	-
CO ₂	Milliers de tonnes	2 921	365	-	3 286	14	2 362	(7)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						(206)		(2 388)

Au 31 décembre 2024, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (0,2) milliard d'euros s'explique principalement par la baisse du spread prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité compte tenu de la moindre volatilité des prix des commodités observée en 2024.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières, principalement dans le portefeuille d'EDF Trading, se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2024		31/12/2023	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(50)	267	(18)	1 213
Gaz	Millions de therms	(2 886)	376	(3 623)	(1 071)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(6 666)	4	3 380	(73)
CO ₂	Milliers de tonnes	(3 985)	8	(4 429)	21
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	(59)	(1)	87
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			596		177

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)	2024			2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽³⁾	117	-	(2)	(202)	-	6
Couverture de change	254	605	(5)	(1 068)	(335)	12
Couverture d'investissement net à l'étranger	(666)	-	-	(107)	-	-
Couverture de matières premières	1 462	(1 051)	(76)	4 833	(3 066)	(18)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽⁴⁾	1 167	(446)	(83)	3 455	(3 401)	10

(1) Augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) Augmentation/diminution du résultat part du Groupe.

(3) Au 31 décembre 2024, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +133 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 8.3).

(4) Hors entreprises associées et coentreprises

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +1 613 millions d'euros en 2024 (+6 856 millions d'euros en 2023).

Elle s'explique en 2024 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (666) millions d'euros ((107) millions d'euros en 2023), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +2 146 millions d'euros (+7 089 millions d'euros en 2023) 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 +133 millions d'euros en 2024 (voir l'état du résultat global consolidé).

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2024 pour (1 051) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (908) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (183) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +40 millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 2024

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé 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	10 917	466	14 623	(4 172)	10 451	(1 715)	(1 849)	6 887
Juste valeur des dérivés - Passif	(8 180)	(42)	(12 310)	4 172	(8 138)	1 715	317	(6 106)

Au 31 décembre 2023

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé 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	20 685	9 618	17 835	(6 768)	11 067	(1 504)	(2 718)	6 845
Juste valeur des dérivés - Passif	(21 180)	(8 554)	(19 394)	6 768	(12 626)	1 504	3 974	(7 148)

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 présentant comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 15 233 millions d'euros à fin décembre 2024, en baisse de 3 248 millions d'euros par rapport à 2023.

Il 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 :

(en millions d'euros)	Notes	2024			2023	
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
Résultat net					11 406	10 016
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		(3 094)	798	7	(2 289)	(1 653)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(443)	129	-	(314)	(263)
Pertes de valeur		3 289	(401)	(122)	2 766	8 250
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾	10.7	1 835	(392)	(123)	1 320	8 019
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽²⁾	12.3	1 454	(9)	1	1 446	231
Autres éléments		4 834	(1 158)	(12)	3 664	2 131
dont autres produits et charges d'exploitation	7	4 834	(1 158)	(12)	3 664	2 120
RÉSULTAT NET COURANT					15 233	18 481

(1) Au 31 décembre 2024, les pertes de valeur comprennent notamment la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 16) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour un total de (228) millions d'euros. En 2023, les pertes de valeur comprenaient essentiellement des pertes de valeur chez EDF Energy pour un montant brut de (12 871) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations au titre des participations, créances dans les entreprises associées et coentreprises et provisions rattachées. Au 31 décembre 2024, cela comprend 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni, 118 millions d'euros sur les actifs dédiés. En 2023, les dépréciations concernaient les actifs dédiés pour 86 millions d'euros, la centrale thermique Fuzhou en Chine pour 79 millions d'euros, le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni pour 54 millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour 16 millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 346 millions d'euros à fin décembre 2024 (contre 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023).

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	31/12/2024	31/12/2023
Emprunts et dettes financières	18.3.2	81 802	86 647
Dérivés de couverture des dettes	18.7.1	(1 872)	(1 379)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(7 597)	(10 775)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	18.1.2	(17 999)	(20 077)
Dérivés de couverture des actifs liquides	18.7.1	12	(35)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		54 346	54 381

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Note 20 Enjeux de durabilité dans les états financiers

Introduction et contexte

La raison d'être d'EDF « **Construire un avenir énergétique neutre en CO₂, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants** » repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publiée sur le site du Groupe⁽¹⁾. Les objectifs RSE du groupe EDF sont en cohérence avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et sa raison d'être : EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont pilotés et suivis dans les plus hautes instances de gouvernance du Groupe (voir section 3.4.2 du Document d'enregistrement universel 2024 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »).

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 nucléaires et gaz publié le 2 février 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 3.7.4 « Taxonomie européenne » du Document d'enregistrement universel 2023.

En complément de la Taxonomie, l'Union européenne a adopté en janvier 2022 la **réglementation CSRD** (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) qui a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024. Cette réglementation vise en effet à renforcer la qualité et la comparabilité des états de durabilité et structure les informations environnementales et sociales publiées par les entreprises. Le groupe EDF publie son premier état de durabilité dans le Document d'enregistrement universel 2024 (chapitre 3). La CSRD succède à la NFRD et s'inscrit dans une dynamique de pilotage intégré combinant dimensions financière et extra-financière.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, 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 et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'à 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 certificats 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. Elles concernent les provisions liées : • à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés 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.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions »	
Évaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.7 « Pertes de valeur / reprises »	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 14.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilitaires »	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.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 20.4, 20.5, 20.6 et 20.7	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.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/transition-juste

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Système d'échange de quotas 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 (SEQUE-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 certificats 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 CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

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 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne)⁽¹⁾.

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif *Fit for 55*, la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs rehaussant l'objectif de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

Le Groupe, après avoir diminué de 50 % ses émissions directes de CO₂ entre 2017 et 2022, a pris de nouveaux objectifs pour 2025, 2030 et 2035, en fixant une trajectoire ambitieuse à court et moyen terme pour la décarbonation de son mix électrique (cf. communiqué de presse Groupe du 28 novembre 2023) :

- des 2025, une réduction de 60 % des émissions de son scope 1 par rapport à ses émissions de 2017 ;
- en 2030, une réduction de 70 % de son scope 1 et une intensité carbone de 30 gCO₂/kWh ;
- en 2035, une réduction de 80 % de son scope 1 et une intensité carbone de 22 gCO₂/kWh.

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 2024, le volume des émissions s'élève à 11,1 millions de tonnes (13,5 millions de tonnes pour l'année 2023).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 (531 millions d'euros au 31 décembre 2023) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2024, 13 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2023 (18 millions de tonnes restituées en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - Emissions Trading Scheme). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2024, EDF Energy n'a pas émis de CO₂ soumis à quotas (4 000 tonnes pour 2023) et n'a par conséquent pas comptabilisé de provision au 31 décembre 2024 (0,4 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO₂

Les certificats d'émission acquis pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

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 certificats acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats 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 renouvelables à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelables 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 2024 une provision de 1 392 millions d'euros (1 176 millions d'euros en 2023) 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. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

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 « Certificats 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.

(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*.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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'économie d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetées aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

La 5^e période du dispositif qui a débuté le 1^{er} janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025, est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation et par des modifications réglementaires importantes successives depuis le 1^{er} janvier 2024, notamment pour les opérations de rénovation d'ampleur des logements. L'année 2024 voit la poursuite des concertations avec l'Administration sur les modalités de la 6^e période.

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 2024 la réalisation de plus de 324 000 actions de rénovations de logements, 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 plateforme 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'arrêt sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Une provision est comptabilisée si le volume des certificats d'économies d'énergie réalisés délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêt. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie ou le cas échéant au coût de la pénalité libératoire pour la part des CEE que l'entreprise estime ne pas avoir la capacité de produire ou d'acheter.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers coeurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 15.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2024, ces provisions s'élèvent à 1 700 millions d'euros (1 707 millions d'euros au 31 décembre 2023), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 21.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Buss) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

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 10.7, 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 EUROCORDERX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc in fine sur le système électrique européen entre 2030 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 CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2024 intègrent les prix du CO₂ à 130 €/tonne/t pour 2030, 170 €/tonne/t pour 2040, 210 €/tonne/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2023) dont 2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie (3,2 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2023). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (COGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023) a représenté en 2024 environ 0,65 % 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 avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard (prolongation imposée par l'État) et représente une valeur comptable nette de 0,1 milliard d'euros.

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 CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne. Ces parcs représentent une valeur comptable nette de 1,0 milliard d'euros et dont la fin de durée d'exploitation s'étend de 2036 à fin 2041.

En France, 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 13 milliard d'euros au 31 décembre 2024 (16 milliard d'euros au 31 décembre 2023), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (la centrale de Port Est, La Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023 et le Groupe prévoit la conversion de la centrale de Lucciana en Haute-Corse fin 2025).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Sersing, sélectionnée dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2025.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 14 Cycle Combiné Gaz (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 mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et la centrale Greenfield de 760 MW de Prezanzeno, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,4 milliard d'euros, ces deux usines en représentant environ 65 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont, à date, une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à des émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 16,4 milliards d'euros dont 12,2 milliards d'euros sont en circulation au 31 décembre 2024. Le cadre de financement des *green bonds* (*Green Financing Framework*) couvre les projets d'investissements éligibles qui respectent les critères de la Taxonomie européenne. Le *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant en 2022 confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la Loan Syndications and Trading Association).

En 2024, EDF a émis plusieurs *green bonds* pour le financement des réseaux de distribution et du parc nucléaire existant et des projets renouvelables pour un montant de 5 082 millions d'euros dont deux émissions obligataires hybrides pour un montant de 1 150 millions d'euros et de 500 millions de livres sterling.

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 2023). 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 ayant une première échéance en 2028.

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 Prêts bilatéraux verts

Depuis 2022, EDF a signé des prêts bilatéraux verts avec plusieurs grandes banques internationales pour un montant total de 6,2 milliards d'euros dont 5,2 milliards d'euros en 2024. Les fonds sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF.

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères de durabilité

Le groupe EDF dispose de 22 lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros avec plus de 36 banques d'une maturité de 5 ans renouvelable deux fois pour une année. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux. Signé en novembre 2024, il vient remplacer les lignes de crédit syndiquées précédentes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros ;
- 21 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères de durabilité. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2024, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 11,7 milliards d'euros, soit 82 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2024, le Groupe respecte les indicateurs fixés.

6.

20.4 Investissements bas carbone

En 2024, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 26,4 milliards d'euros (21,4 milliards d'euros en 2023) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (21 milliards d'euros en 2023) (voir notes 4 et 10.6) et pour 1,6 milliard d'investissements financiers bruts (0,4 milliard d'euros en 2023).

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 24,8 milliards d'euros répartis à 64 % dans le secteur nucléaire, 23 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 2 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2024, 59 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (64 % en 2023) soit un montant de 15,6 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 22 % dans les activités de réseaux, 10 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 94 %.

(1) Selon l'étude *Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF* publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/energie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-edf

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

20.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

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 dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

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. Les dépenses identifiées par le Groupe sur les différents enjeux environnementaux sont présentées dans le chapitre 3 du Document d'enregistrement universel 2024. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

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 2024, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 752 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 533 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité électrique, 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.

20.5.2 Autres dépenses en faveur des enjeux de durabilité

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 récréation 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 2014 et 2024 près de 70 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 126 millions d'euros (subventions incluses et pour l'ensemble des dispositifs). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Adaptation du parc nucléaire

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment réglementaires ou en lien avec des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, 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 aéronéfrigérantes 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.

20.6 EDF, un investisseur responsable

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'Hydramics, 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 et Oidima, filiale spécialisée dans la contribution carbone qui développe des projets en lien avec la séquestration de carbone ou à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

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 (40,3 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2024), 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 2024, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion déléguées 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 outre, pour chacun des scénarios climatiques étudiés, des projections des émissions carbone du portefeuille ont été réalisées.

En ce qui concerne EDF Gestion, les émissions carbone des actions cotées sont proches de leur benchmark et celles des obligations d'entreprises cotées sont inférieures à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés 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 incitant ses partenaires et le management des actifs détenus en direct à mettre en place un bilan carbone, à définir des objectifs de « zéro émission nette » d'ici à 2050 et des plans d'actions pour y parvenir, ainsi qu'à engager une revue des risques climatiques.

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (*Principles for Sustainable Insurance*).

20.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme, en progression par rapport aux 20 % précédents.

Électrification de la flotte de véhicules

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. À fin 2024, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 35,6 % (plus de 17 150 véhicules électriques, soit plus de 3 450 véhicules électriques de plus qu'à fin 2023). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à 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 2024, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du nouvel accord d'intéressement d'EDF SA mis en œuvre à partir de l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

6.

Note 21 Passifs et actifs éventuels

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel 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.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

21.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé

297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

21.2 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé 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.

Sept procédures au fond ont été initiées 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.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, 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 Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 millions d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

21.3 Edison

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023 a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique sur une base 50/50.

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Suivant la signature de l'accord, Edison avait constitué au 31 décembre 2023 une provision de 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 587 millions d'euros a été enregistrée en 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 17.2). Des estimations des coûts futurs sont en cours.

En 2024, Edison a constitué Edison Regae S.r.l., la société chargée de faciliter opérationnellement l'exécution de l'accord et, en général, de coordonner toutes les activités environnementales du Groupe.

Mantoue - 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 à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi 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 7^{er} 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.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénales, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

Procédures administratives

- La province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. 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 poursuivent.

- Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics.

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 fait appel du jugement devant la Cour de cassation et la date de l'audience n'a pas encore été fixée.
- 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 audience a eu lieu en septembre 2023. La décision définitive du tribunal a été communiquée aux parties le 20 janvier 2025 et Edison a été condamné à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires qui font l'objet d'une provision.

Deux procédures civiles :

- Le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est toujours en cours.
- En 2023, une action en justice similaire a été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. Les débats en sont à leur phase introductive.

21.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

21.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

21.6 Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

21.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

21.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchemonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

21.9 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 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.

21.10 Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

À ce jour, en contradiction avec ses obligations contractuelles, Venture Global n'a toujours pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et a plutôt choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme.

En réponse à cette décision, en mai 2023, Edison a engagé un arbitrage contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est toujours en attente.

21.11 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients. Cette assignation est assortie d'une demande indemnitaire d'environ 113 millions euros.

Note 22 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2024. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

22.1 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	31/12/2024	31/12/2023
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	22.1.1	70 464	64 201
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	17 984	17 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	6 004	6 043
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		94 452	87 849

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.

22.1.1 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)	31/12/2024	31/12/2023
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	45 895	43 548
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	24 222	20 103
Engagements de location en tant que preneur	347	550
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	70 464	64 201

(1) Hors achats de gaz et services associés.

22.1.1.1 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 2024, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024					31/12/2023
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	30 548	4 216	8 392	6 951	10 989	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	413	103	158	152	-	390
Achats de combustible nucléaire	14 934	2 331	6 482	4 498	1 623	14 016
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	45 895	6 650	15 032	11 601	12 612	43 548

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 22.1.1.1.4).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

22.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2024 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 est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats, ainsi que d'un effet change positif chez EDF Energy, compensés partiellement par une baisse des prix de l'électricité projetés et des volumes contractés par EDF Energy.

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 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 TWh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

22.1.1.2 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, utilisés par Dalkia dans le cadre de ses activités.

22.1.1.3 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.

22.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2024, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	101	12	42	47	112
EDF	51	2	13	36	52

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 maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 3 et 20 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 0,5 milliard 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 était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 21.10).

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 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 regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanière de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 17.2).

22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 773	4 314	5 459	5 000	11 805
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	9 307	4 928	3 480	899	8 116
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	142	51	78	13	182
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	24 222	9 293	9 017	5 912	20 103

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023).

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2024

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 2024, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF, Edison et Framatome.

22.11.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF Renouvelables	5 392	4 912
Edison	2 031	2 228
EDF	3 618	1 413
Framatome	971	977
EDF Energy	941	847
Autres entités	1 820	1 428
TOTAL	14 773	11 805

22.11.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	3 316	3 294
Framatome	1 572	1 724
Enedis	1 066	1 029
Arabelle Solutions	1 364	-
EDF Renouvelables	832	673
EDF Energy	404	380
Autres entités	753	1 016
TOTAL	9 307	8 116

22.11.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	347	54	156	137	550

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 2024 s'établit à 105 millions d'euros (108 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- 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 2024 s'établit à 242 millions d'euros (442 millions d'euros au 31 décembre 2023) en baisse du fait notamment de la réception par le Groupe d'un navire en décembre 2024.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		« 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 865	11 052	5 456	357	16 065
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	908	71	837	-	1 247
Autres engagements donnés liés aux investissements	211	148	17	46	293
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	17 984	11 271	6 310	403	17 605

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 163 millions d'euros au 31 décembre 2024 (161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

22.1.2.1 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)	31/12/2024	31/12/2023
EDF	5 268	4 820
EDF Energy	4 476	4 662
Enedis	4 229	3 089
EDF Renouvelables	920	1 995
PEI	911	557
Framatome	600	572
Autres entités	461	370
TOTAL	16 865	16 065

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,3 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR 2), EDF Energy à hauteur de 4,5 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,2 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

L'augmentation des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur l'année 2024 est principalement liée au renouvellement, chez Enedis, du marché de fournitures des transformateurs HTA/BT assurant la liaison entre le réseau haute tension et le réseau basse tension et de câbles, et sur EDF, du lancement des travaux de construction de la centrale bioénergie du Ricanto, en Corse, portée par sa filiale PEI (cf communiqué de presse du Groupe du 22 novembre 2024) et des nouveaux contrats relatifs au programme des visites décennales des centrales nucléaires. A contrario, les engagements d'EDF Renouvelables diminuent compte tenu de l'avancement des projets qui étaient en cours de construction.

22.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition en 2024 des entrepôts logistiques de Nordic Logistics en Suède ainsi que dans l'opérateur de ferries Fjord1 en Norvège dans le cadre de la gestion des actifs dédiés à la sécurisation du financement de ses obligations nucléaires à long terme du Groupe en France.

D'autres engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique : Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) 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 août 2031. 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 mai 2029 et août 2031.

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 2024, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

22.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2024 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans Sinop Energia.

22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2024 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		≤ 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 656	1 250	418	1 988	3 760
Garanties financières données	1 196	73	617	505	1 216
Autres engagements donnés liés au financement	1 153	886	253	14	1 067
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 004	2 209	1 288	2 507	6 043

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces engagements donnés aux contreparties concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

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.

22.2 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	31/12/2024	31/12/2023
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	22.2.1	13 841	9 466
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.2	532	206
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽²⁾	22.2.3	15	13
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		14 388	9 685

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 22.2.1.3)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 38.4

22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2024 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		≤ 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	104	29	55	20	429
Engagements sur ventes d'exploitation	11 885	3 258	5 727	2 900	7 098
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 129	437	225	1 895
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	41	19	1	44
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	13 841	4 457	6 238	3 146	9 466

22.2.1.1 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), ainsi que des contrats de livraisons d'équipements (turbines et alternateurs) pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions. La hausse significative des engagements de 4 787 millions d'euros s'explique essentiellement par l'entrée du carnet de commande d'Arabelle Solutions, dont l'acquisition a été finalisée le 31 mai 2024 et, par l'entrée en vigueur des contrats conclus par le Groupe pour le projet de centrales nucléaires au Royaume-Uni de Sizewell C, consolidé au sein du Groupe par mise en équivalence à partir du 31 décembre 2024 (voir note 3.1.3).

22.2.1.2 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

22.2.1.3 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 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 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022 (voir note 5.1.1).

22.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	532	360	-	172	206

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie, d'un partenaire bancaire, dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

22.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2024				31/12/2023
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	15	3	12	-	13

Note 23 Parties liées

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Chiffre d'affaires	913	1 112	-	-	3 058	3 514	3 971	4 626
Achats d'énergie	4 038	4 218	2	2	3 547	2 893	7 587	7 113
Achats externes	4	11	7	7	202	126	213	144
Actifs financiers	355	180	-	-	-	-	355	180
Autres actifs	724	952	-	-	659	672	1 383	1 624
Passifs financiers	-	-	-	-	1	-	1	-
Autres passifs non financiers	1 001	1 495	1	1	851	754	1 853	2 250

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la dette CSPE.

23.1 Transactions avec les entreprises associées 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.

23.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

23.2.1 Relations avec l'État

Suite à la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

23.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 711-71 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. L'Unité Médico-Sociale (UMS) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prêter pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n°2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de gaz pétrole liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

23.2.3 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.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.11.1.

23.3 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 2024 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 17,1 millions d'euros en 2024 (18,7 millions d'euros en 2023, ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2022-2023). 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 24 Événements postérieurs à la clôture

Le 6 janvier 2025, EDF a lancé l'émission de 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior, dont le règlement-livraison est intervenu le 13 janvier 2025, ainsi que 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior verte, dont le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025 (cf. communiqués de presse du Groupe du 6 janvier 2025).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2024

Note 25 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 2024 :

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	10 907	49,3	15 757	63,1
Sous-total	14 306	64,7	18 310	73,3
Certification des informations en matière de durabilité⁽²⁾				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées ⁽¹⁾	-	-	336	1,4
Sous-total	1 000	4,5	1 336	5,4
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽³⁾ et la certification des informations en matière de durabilité				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 206	23,5	860	3,4
Sous-total	6 810	30,8	5 331	21,3
TOTAL	22 116	100,0	24 977	100,0

(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) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024 (voir note 20). Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (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 (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2023

(en milliers d'euros)	Réseau PWC		Réseau KPMG		Réseau Deloitte	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés						
EDF	2 628	15,3	2 523	11,7	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 362	31,3	16 920	78,3	1 758	83,7
Sous-total	7 990	46,6	19 443	89,9	1 758	83,7
Services autres que la certification des comptes (SACC)⁽²⁾						
EDF	1 302	7,6	1 181	5,5	-	-
Entités contrôlées ⁽¹⁾	7 849	45,8	996	4,6	343	16,3
Sous-total	9 151	53,4	2 176	10,1	343	16,3
TOTAL	17 141	100,0	21 620	100,0	2 101	100,0

(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 Services Autres que la Certification des Comptes (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 d'acquisitions ou cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Chiffre d'affaires	3	72 335	90 291
Chiffre d'affaires en France		58 805	70 552
Chiffre d'affaires à l'étranger		13 530	19 739
Production stockée et immobilisée		1 906	1 763
Subventions d'exploitation	4	6 928	14 198
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	5	3 188	4 873
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	6	1 244	1 295
I Total Produits d'exploitation		85 601	112 420
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	7	48 188	71 386
Achats consommés de combustibles		3 118	5 541
Achats d'énergie		25 954	46 812
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 116	19 033
Impôts, taxes et versements assimilés	8	2 466	2 370
Charges de personnel	9	7 475	7 071
Dotations d'exploitation		11 805	9 879
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 989	4 540
Dotations aux provisions et dépréciations	5	6 816	5 339
Autres charges d'exploitation	6	3 612	3 500
II Total Charges d'exploitation		73 546	94 206
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		12 055	18 214
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun		-	-
IV Résultat financier	11	(1 810)	(8 945)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		10 245	9 269
V Résultat exceptionnel	12	703	272
VI Impôts sur les bénéfices	13	(1 083)	(1 831)
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		9 865	7 710

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Bilan

ACTIF

en millions d'euros	Notes	31/12/2024			31/12/2023
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	14	4 201	2 799	1 402	1 519
Immobilisations incorporelles en cours	14	2 908	10	2 898	1 929
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	103 752	71 010	32 742	31 312
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	16 988	10 087	6 901	6 864
Immobilisations corporelles en cours	15	23 590	32	23 558	22 726
Participations et créances rattachées		64 691	14 303	50 388	50 749
Titres immobilisés		25 769	814	24 955	24 803
Prêts et autres immobilisations financières		42 333	169	42 164	36 537
Immobilisations financières	16	132 793	15 286	117 507	112 089
I Total Actif immobilisé		284 232	99 224	185 008	176 439
Stocks et en-cours	17	13 661	562	13 099	13 320
Avances et acomptes versés sur commandes	18	925	-	925	753
Créances d'exploitation	18	19 731	432	19 299	18 966
Valeurs mobilières de placement	19	16 386	265	16 121	19 507
Instruments de trésorerie	18	4 151	-	4 151	2 759
Disponibilités	18-20	6 023	-	6 023	8 147
Charges constatées d'avance	18	1 028	-	1 028	1 137
II Total Actif circulant		61 905	1 259	60 646	64 589
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		236	-	236	231
Primes de remboursement des emprunts (IV)		908	385	523	481
Écarts de conversion - Actif (V)	21	1 363	-	1 363	1 187
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		348 644	100 868	247 776	242 927

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

PASSIF

En millions d'euro	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Capital		2 084	2 084
Primes liées au capital social		24 071	24 085
Écarts de réévaluation		694	693
Réserves			
Réserve légale		208	194
Autres réserves		2 970	2 970
Report à nouveau		(14 751)	(22 461)
Résultat de l'exercice		9 865	7 710
Acomptes sur dividendes		-	-
Subventions d'investissement		265	209
Provisions réglementées		5 502	5 636
Total Capitaux propres	22	30 908	21 120
Autres fonds propres	23	10 188	11 979
Passifs spécifiques des concessions	24	2 592	2 515
Total I Fonds propres		43 688	35 614
Provisions pour risques	25	1 205	1 231
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts)	26	53 821	48 220
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	1 133	1 018
Provisions pour avantages du personnel	28	12 729	12 535
Provisions pour autres charges	29	721	818
Provisions pour charges		68 404	62 591
Total II Provisions		69 609	63 822
Dettes financières	31-32	73 706	80 663
Avances et acomptes reçus	31	2 924	2 520
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	31	51 153	53 718
Instruments de trésorerie	31	3 296	2 913
Produits constatés d'avance	31	3 140	3 367
Total III Dettes	31	134 219	143 181
Écarts de conversion - Passif (IV)	33	260	310
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		247 776	242 927

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		10 948	9 541
Amortissements et provisions		11 989	13 507
Plus-values ou moins-values de cessions		109	62
Produits et charges financiers		(2 209)	126
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾		(2 164)	(2 709)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		18 673	20 527
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus ⁽²⁾		1 946	(217)
Impôts sur le résultat payés		(1 559)	(1 738)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	(A)	19 060	18 572
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels ⁽³⁾		(8 158)	(6 807)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		15	13
Variation d'actifs financiers ⁽⁴⁾		(2 662)	(2 905)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(B)	(10 805)	(9 699)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements ⁽⁵⁾		16 768	34 286
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁵⁾		(25 691)	(41 565)
Dividendes versés	22	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais	23	511	724
Dépôts et cautionnements	32	(1 732)	(1 100)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		32	37
Subventions d'investissement reçues	22	65	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(C)	(10 047)	(7 618)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A)+(B)+(C)	(1 792)	1 255
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE ⁽⁶⁾	20	(303)	(1 466)
Incidence des variations de change		(76)	(92)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur		10	-
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie [*]		-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁶⁾	20	(2 161)	(303)

* Au 31 décembre 2024, les « produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement ont été reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 445 millions d'euros (240 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retravaillée en conséquence.

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2024 s'explique principalement par un déficit de compensation de CSPE pour EDF conduisant à constater une créance de CSPE au 31 décembre 2024 pour 792 millions d'euros contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 18 renvoi (2) et 31 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus (voir note 11).

(3) La variation s'explique principalement par le développement du projet EPR 2 (voir notes 14 renvoi (3) et 15 renvoi (2)).

(4) En 2024, la variation des actifs financiers s'explique principalement par une hausse des prêts accordés aux filiales pour (4,9) milliards d'euros, un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour (0,7) milliard d'euros (voir note 16.6 renvoi (4)) et des prises de participations pour (3,1) milliards d'euros retraitées des dépréciations transférées à EDF dans le cadre de la TUP Arabelle Holding pour 1,5 milliard d'euros (voir note 16.1 renvoi (1)). Cette hausse de (7,2) milliards d'euros est compensée partiellement par la diminution du portefeuille d'obligations de 5,1 milliards d'euros (voir note 19).

(5) En 2024, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 2 943 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour 15 923 millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, la variation en 2024 des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution de (5 944) millions d'euros.

Cette variation résulte notamment des remboursements d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès d'établissements de crédit pour (15 517) millions d'euros (voir note 32) et des remboursements de titres de créances négociables en euros nets d'émission pour (2 068) millions d'euros (voir note 32) compensés par des émissions d'obligations senior multi-tranches pour 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) et l'octroi de lignes de crédit bilatérales pour 6 980 millions d'euros (voir note 32). De plus, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée émis en octobre 2018 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros (voir note 2.2.4).

(6) 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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 20 février 2025. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale.

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 conventions comptables d'établissement et de présentation des comptes sociaux ont été appliquées dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base suivantes :

- continuité de l'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2023 et tiennent compte d'une application à compter du 1^{er} janvier 2024 du règlement ANC n° 2023-05 du 30 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Par ailleurs, EDF n'a pas fait d'application anticipée au 31 décembre 2024 du règlement ANC n° 2022-06 relatif à la présentation des états financiers.

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.

Les principaux éléments sur lesquels EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.2.1 Durées 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 1^{er} 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.

Sur le palier 900 MW, 21 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4^e visite décennale dont Bugey 3, Gravelines 2, Dampierre 3, Blayais 2, Chinon B1, Tricastin 4, Gravelines 4, Dampierre 4 et Blayais 3 en 2024. Une VD4 est en cours de réalisation (Cruas 3).

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 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.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions sont en cours :

- 5^e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN en juin 2023 et l'ASN a transmis sa position sur ce dossier en novembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASN prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5^e réexamen.
- Instruction durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASN qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

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.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2024 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' délais 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 des combustibles usés 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 2024 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2024 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.

1.2.5 Pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation 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 (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. EDF révisé par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 15).

1.2.6 Provisions sur titres de participation

À chaque clôture, les titres de participation sont évalués à leur valeur d'utilité. Ils font l'objet d'une dépréciation lorsque cette dernière devient inférieure à leur valeur nette comptable.

La valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice et le cas échéant, en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qu'elle génère.

Dans ce dernier cas, les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, des matières premières, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 16).

Note 2 Événements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

Sur l'exercice 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'attestation de conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP).

À la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. Les équipes d'EDF ont ainsi mis l'installation dans les conditions exigées permettant le lancement de la fission nucléaire.

La première divergence a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale correspondant au jalon

« couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale.

Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. La montée au palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

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. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD4 900 et 1 300 et le lancement de la phase études de la VD5 900, pour un montant d'investissements sur cette période, réestimé à 36,1 milliards en euros courants, soit 32,0 milliards d'euros₂₀₂₀.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

En 2024, le montant total des investissements s'élève à 5,2 milliards d'euros. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte estimé à 1,3 milliard d'euros courants (1,2 milliard d'euros₂₀₂₃) sur la période 2022-2025.

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, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1300 MW-P4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la corrosion sous contrainte des 56 réacteurs du parc nucléaire et le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la corrosion sous contrainte s'est terminé au 1^{er} trimestre 2024.

Les contrôles prévus ont été réalisés en totalité et ont confirmé le classement de sensibilité des réacteurs et le risque spécifique lié aux soudures réparées. Les contrôles réalisés sur celles-ci ont identifié quelques cas de suspicion de corrosion sous contrainte qui ont entraîné une dizaine de chantiers de remplacement complémentaires en 2024. Les contrôles sont réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a eu lieu sur 2024.

EDF a transmis à l'ASN fin 2024 sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position ASN est attendue courant 2025.

2.1.4 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

Le 23 janvier 2024, le groupe EDF a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût du génie civil et la révision du planning de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de la révision du coût de construction et du planning réalisée en janvier 2024.

Le coût de terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31 milliards de livres sterling₂₀₂₃ et 34 milliards de livres sterling₂₀₂₃ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₂₃.

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts avaient conduit EDF à déprécier de façon complémentaire les titres EDF International (holding détenant EDF Energy portant le projet Hinkley Point C) à hauteur de 7 013 millions d'euros en 2023 (2 650 millions d'euros en 2022) (voir note 16.1 renvoi [4]).

La construction s'est poursuivie en 2024 avec, en particulier :

- le démarrage de l'installation des échangeurs thermiques des diesels de l'unité 1 ;
- l'installation de la piscine de transfert et de la piscine dans le bâtiment réacteur de l'unité 2 ;
- la pose du troisième rondou du liner de confinement de l'unité 2 ;
- l'installation de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 ;
- l'installation du stator dans la salle des machines de l'unité 1.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, le groupe EDF assume seul le financement du projet.

En 2024, la valeur d'utilité d'EDF Energy s'est améliorée. Dans le cadre de la valorisation des titres EDF International, cette augmentation de la valeur d'utilité ne compense que partiellement le recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, et la baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis (voir note 16.1 renvoi [4]).

2.1.5 EDF acquiert la participation minoritaire de Assystem au capital de Framatome

Le 25 janvier 2024, EDF a acquis les 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 16.1 renvoi [1]).

Cette acquisition conduit EDF à porter sa participation dans le groupe Framatome à 80,5 % à compter de la date de réalisation de l'opération.

2.1.6 EDF acquiert les activités nucléaires de GE Steam Power auprès de GE Vernova

À la suite de la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'ilot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture d'équipements pour l'ilot conventionnel des nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Ces turbines à vapeur peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor). Cette transaction permet au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'ilot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne.

Ces activités emploient environ 3 300 collaborateurs et sont situées essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde.

L'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power s'est traduite chez EDF SA par :

- une prise de participation directe à 100 % dans la société Arabelle Holding, portant les activités françaises du sous-groupe Arabelle ;
- une prise de participation indirecte par l'intermédiaire des holdings Arabelle Solutions et EDF International détenues à 100 % par EDF SA, portant les activités étrangères du sous-groupe Arabelle.

L'acquisition de la participation d'EDF SA dans Arabelle Holding est intervenue le 31 mai 2024. À cette occasion, EDF SA s'est trouvée être détenteur de 722 479 176 actions, représentant 100 % du capital de la société Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition.

Le 17 décembre 2024, une opération de transmission universelle du patrimoine de la société Arabelle Holding a été rendue effective au bénéfice d'EDF SA, à l'issue du délai d'opposition des créanciers.

EDF SA a donc procédé à l'annulation des actions Arabelle Holding pour un montant de 592 millions d'euros y compris frais d'acquisition en contrepartie d'un actif net transféré en valeur nette comptable, repris ainsi au bilan d'EDF SA :

- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Solutions France pour une valeur nette de 529 millions d'euros (2 057 millions d'euros en valeur brute et (1 528) millions d'euros au titre de la dépréciation associée) (voir notes 16.1 renvois [1] et [4] et 16.2 renvoi [5]) ;
- la reprise à l'actif du bilan de la détention à 100 % des titres de participation Arabelle Electronics France pour une valeur nette de 41 millions d'euros (42 millions d'euros en valeur brute et (1) million d'euros au titre de la dépréciation) (voir notes 16.1 renvois [1] et [4] et 16.2 renvoi [5]) ;

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

- la reprise au passif d'un tirage sur une ligne de crédit souscrite auprès de la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 93 millions d'euros (voir notes 31 renvoi (4) et note 16.4 renvoi (3)) ;
- la reprise à l'actif du bilan de différents postes divers pour 1 million d'euros ;
- la comptabilisation d'un mali technique de (114) millions d'euros en charge d'impôt sur les bénéfices.

Au 31 décembre 2024, EDF a, par ailleurs, dans le cadre de la détermination de sa charge d'impôt sur les bénéfices due au titre de l'exercice 2024, intégré une économie d'impôt sur les bénéfices à hauteur de 115 millions d'euros résultant de l'imputation intégrale du déficit d'ensemble d'Arabelle Holding transféré sur agrément à EDF. Ces déficits d'un montant de 445 millions d'euros ont fait l'objet d'une valorisation à hauteur du taux d'impôt sur les bénéfices en vigueur au 31 décembre 2024 (25,83 %) soit 115 millions d'euros. Aussi, l'impact

final de l'économie d'impôt sur le résultat net comptable d'EDF s'élève à 1 million d'euros, correspondant à l'écart entre l'économie d'impôt effectivement réalisée (115 millions d'euros) et le mali technique (114 millions d'euros).

Par ailleurs, la réalisation de cette opération a également eu des impacts à hauteur de 3 148 millions d'euros sur les engagements hors bilan d'exploitation donnés et reçus (voir notes 35.12 et 35.2.1).

2.1.7 EDF réévaluée à la hausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2024

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 3617 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 340 et 360 TWh à une fourchette comprise entre 358 et 364 TWh) annoncée par EDF le 11 décembre 2024.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 050 millions d'USD.

Le 15 avril 2024, EDF a réalisé une émission d'obligations senior en trois tranches, pour un montant nominal total de 2 050 millions de dollars U.S. (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 % ;
- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 % ;
- Obligation de 750 millions de dollars U.S., d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 22 avril 2024, date à laquelle ces Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de CAD

Le 13 mai 2024, EDF a levé 750 millions de CAD en deux tranches d'obligations senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 350 millions de CAD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,379 % ;
- Obligation de 400 millions de CAD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le règlement-livraison des Obligations CAD est intervenu le 17 mai 2024.

2.2.3 Émission de prêts bancaires verts dédiés au financement du parc nucléaire existant pour un montant d'environ 5,8 milliards d'euros

Le 13 mai 2024, EDF a signé des prêts bancaires verts pour un montant total d'environ 5,8 milliards d'euros ⁽¹⁾ (voir note 32 renvoi (2)). Ces prêts, d'une maturité comprise entre 3 et 5 ans, ont été conclus avec de grandes banques internationales dont BNP Paribas, Bank of America, Crédit Agricole CIB ⁽³⁾, ING, Natixis CIB, Société Générale, Wells Fargo.

Les fonds prêtés sont dédiés au refinancement des investissements dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de

leur durée de vie, tels que définis dans le Green Financing Framework d'EDF ⁽⁴⁾. Ces investissements sont alignés avec la taxonomie européenne.

Premier producteur d'électricité sans émission directe de CO₂ au monde ⁽⁵⁾, EDF s'appuie sur son parc nucléaire à côté de ses capacités hydrauliques et renouvelables pour permettre la décarbonation de ses clients, et ainsi contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Avec 34 g CO₂/kWh d'intensité carbone à fin mars 2024, le groupe EDF établit un nouveau record, et conforte sa trajectoire de réduction d'émissions de CO₂, rehaussée en novembre 2023, en ligne avec un scénario de réchauffement de +1,5 °C ⁽⁶⁾.

Par ailleurs, EDF a signé un prêt bancaire de 300 millions d'euros, d'une maturité de 5 ans, destiné au financement de ses besoins généraux (voir note 32 renvoi (2)).

2.2.4 Exercice de l'option de remboursement de souches d'obligations hybrides

EDF a annoncé le 5 juin 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros.

Ces Obligations ont fait l'objet d'un remboursement anticipé le 5 juillet 2024, conformément aux termes et conditions des obligations contenus dans le prospectus (voir note 23).

Conformément à l'annonce du 10 septembre 2024, EDF a également annoncé le 18 décembre 2024 son intention d'exercer son option de remboursement des Obligations hybrides émises le 25 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros. Ces obligations ayant fait l'objet d'un remboursement anticipé au 29 janvier 2025, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 23 et 32 renvoi (4)).

2.2.5 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 3 milliards d'euros

EDF a levé le 11 juin 2024, 3 milliards d'euros, en trois tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 % ;
- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligation de 1,250 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %.

(1) Dont une partie en dollars.

(2) Dont la prolongation du prêt vert signé en octobre 2022.

(3) Le Framework est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.

(4) Source ENERDATA 2022 - benchmark annuel des producteurs d'électricité.

(5) Cf. évaluation de la trajectoire faite par Moody's, MSCI et TPI.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF ⁽¹⁾ et alignés avec la taxonomie européenne, comme suit :

- La tranche à 7 ans dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- La tranche à 12 ans dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques ;
- La tranche à 20 ans dans la distribution d'électricité liée notamment à l'adaptation du réseau aux besoins de la transition énergétique.

Le règlement-livraison est intervenu le 17 juin 2024, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.6 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 310 millions de francs suisses

EDF a levé le 21 août 2024, 310 millions de francs suisses en deux tranches d'Obligations vertes senior (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,5650 % ;
- Obligation de 155 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 1,7425 %.

Le produit net des Obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF ⁽¹⁾ et alignés avec la taxonomie européenne dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050.

2.2.7 Émission d'obligations hybrides vertes multi-tranches pour un montant nominal de 1,15 milliard d'euros et de 500 millions de livres sterling

EDF a levé le 10 septembre 2024 de nouvelles Obligations perpétuelles super-subordonnées vertes (voir note 23) :

- Obligation de 500 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,125 % jusqu'en 2029 et une option de remboursement à 5,25 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 650 millions d'euros, avec un coupon initial de 5,625 % jusqu'en 2032 et une option de remboursement à 8 ans au gré d'EDF ;
- Obligation de 500 millions de livres sterling, avec un coupon initial de 7,375 % jusqu'en 2035 et une option de remboursement à 11 ans au gré d'EDF (603 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling au 31 décembre 2024).

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF visant à financer sa transition énergétique et à contribuer à l'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050. En effet, le produit net des nouveaux titres sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF ⁽¹⁾ et alignés avec la taxonomie européenne notamment dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

2.2.8 EDF lance une offre de rachat portant sur deux souches existantes d'obligations hybrides

EDF a lancé le 10 septembre 2024, des offres contractuelles de rachat visant :

- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 000 millions d'euros ;
- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 1 250 millions de livres sterling, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

EDF a annoncé le 18 septembre 2024, les résultats définitifs de ses offres de rachat, l'ayant conduit à cette date à procéder à :

- un rachat partiel à hauteur de 621,3 millions de livres sterling au titre de la souche initiale d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 628,7 millions de livres sterling au 31 décembre 2024 (758 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) (voir note 23) ;
- un rachat partiel à hauteur de 498,7 millions d'euros au titre de la souche initiale d'un montant de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 501,3 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 23).

2.2.9 Émission d'obligations senior multi-tranches dites « Samouraï » pour un montant nominal de 35,8 milliards de yens

Le 18 octobre 2024, EDF a levé 35,8 milliards de yens en deux tranches d'Obligations senior « Samouraï » (voir note 32 renvoi (1)) :

- Obligation de 28,3 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,172 % ;
- Obligation de 7,5 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,423 %.

Cette opération s'inscrit dans la stratégie d'EDF, pleinement engagée dans la construction du système électrique bas carbone de demain, tout en permettant le refinancement d'échéances à venir.

2.2.10 Émission d'obligations senior pour un montant nominal de 500 millions de livres sterling

Le 31 octobre 2024, EDF a levé 500 millions de livres sterling via l'émission d'obligations senior d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,5 % (voir note 32 renvoi (1)).

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements réalisés dans la construction des deux réacteurs de type EPR sur le site d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, dans le Somerset, d'une capacité totale de 3,26 GW.

Ces réacteurs, dont l'analyse du cycle de vie est évaluée à moins de 6 g CO₂/kWh ⁽²⁾ contribueront de façon décisive à l'ambition du Royaume-Uni d'être « zéro émission nette » à l'horizon 2050. En attendant leur mise en service, la filiale du groupe EDF au Royaume-Uni produit déjà depuis 2023 une électricité sans émission directe de CO₂.

6.

(1) Le *Framework* est disponible sur le site d'EDF dans la section Finance Durable.
(2) Cf. URD 2023 d'EDF, sections 12.3, 13.2 et 3.1.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

2.2.11 EDF annonce la signature d'une facilité de crédit syndiquée de 6 milliards d'euros indexée sur des indicateurs ESG

Le 29 novembre 2024, EDF a signé une facilité de crédit syndiquée pour un montant de 6 milliards d'euros pour une durée de cinq ans renouvelable deux fois pour une année. Son coût sera indexé sur trois indicateurs de performance du groupe EDF en matière de développement durable, en conformité avec les principes applicables aux crédits liés au développement durable (Sustainability Linked Loans Principles) de la Loan Markets Association :

- les émissions directes de gaz à effet de serre ;
- les émissions de CO₂ évitées ;
- les femmes parmi les dirigeants du groupe EDF.

Cette facilité de crédit est syndiquée auprès de 36 établissements bancaires. Elle vient remplacer les lignes de crédit syndiquées existantes de 4 milliards d'euros et de 1,5 milliard d'euros.

Cette facilité de crédit indexée sur des indicateurs ESG est en cohérence avec l'engagement d'EDF à œuvrer pour une transition énergétique juste et à contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

2.3 Autre développement

2.3.1 Projet d'entreprise

EDF a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir des objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients. Avec ce projet, au service de la décarbonation de la France et des pays dans lesquels le Groupe opère, EDF confirme sa position de leader du secteur énergétique européen à horizon 2035 et souhaite mener la nouvelle révolution électrique et bâtir le système électrique de demain, pour offrir une électricité décarbonée, disponible et compétitive à ses clients.

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 1^{er} 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 (voir note 3.1).

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.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concernée 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 une valeur capacitaire ;

- 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'arrêt, 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)

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.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 avait autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, 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 (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1^{er} février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

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.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2023 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1^{er} février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux souscriptions pour des sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction « par empiètement » des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L. 337-6 et R. 337-19 du Code de l'énergie.

DISPOSITIF AMORTISSEUR ÉLECTRICITÉ

L'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 a prolongé et modifié pour l'année 2024 le dispositif d'« amortisseur électricité » institué initialement par l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 dans le but d'accompagner, en 2023, les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire.

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) sur les volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n° 2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1^{er} août 2023 et de + 2,26 % au 1^{er} août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Par une lettre du 29 août 2024, publiée au Journal Officiel de la République Française le 31 août 2024, le ministre délégué auprès du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé de l'industrie et de l'énergie, a demandé à la CRE une nouvelle délibération relative à l'évolution du TURPE, prenant mieux en compte les orientations de politique énergétique du Gouvernement notamment en termes de stabilité tarifaire, compte tenu de la baisse attendue des TRVE au 1^{er} février 2025. La CRE a publié le 10 septembre 2024 la délibération n° 2024-158 dans laquelle elle considère que ses délibérations précédentes ne méconnaissent pas les orientations de politique énergétique et demande leur publication au Journal Officiel de la République Française par l'autorité administrative, en précisant que la date d'entrée en vigueur de ses nouvelles délibérations serait fixée au 1^{er} novembre 2024, ce qui a été fait.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1^{er} février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1^{er} août 2025.

TURPE 7 DISTRIBUTION

La CRE a publié le 4 février 2025 sa délibération n° 2025-40 portant projet de décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Compte tenu des charges à couvrir, la CRE indique que l'évolution exceptionnelle de 7,7 % au 1^{er} février 2025 doit permettre de couvrir les charges prévisionnelles de la période tarifaire sans évolution au 1^{er} août 2025 et avec des évolutions proches de l'inflation pour les 1^{ers} août 2026, 2027 et 2028, sur la base des éléments connus à date. Dans l'hypothèse d'un transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État au 1^{er} août 2025, le TURPE Distribution serait diminué de 1,92 %.

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 en contrat unique.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 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.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, 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 tout ou partie de ces charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. 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 n° 2024-97 du 13 juin 2024, 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 252 millions d'euros au titre de 2024.

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Une mise à jour des règles du mécanisme intervenue en octobre 2023 fournit des cadres pour la résiliation anticipée de contrats d'obligation d'achat et pour la restriction de la participation, à partir de 2025, des capacités utilisant des combustibles fossiles.

Il est à noter que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme actuel, 2026, a été modifiée pour permettre la mise en place d'un nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. Ainsi, l'année de livraison 2026 du mécanisme actuel a été « réduite », et s'étendra du 1^{er} janvier au 31 mars 2026.

Le futur mécanisme de capacité fait l'objet d'une concertation et aurait pour caractéristique principale de centraliser l'achat de la sécurité d'approvisionnement, sous la forme d'acquisition d'engagements de disponibilité, par un acteur unique qui serait RTE. Cette centralisation, accompagnée d'une réduction du nombre d'enchères, devrait permettre une meilleure lisibilité des fondamentaux de ce marché par l'ensemble des acteurs. Ce changement de mécanisme nécessite l'approbation du Parlement français et de la Commission européenne (au titre des aides d'État).

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2023	2024	2025
Prix (€/kW)	45,6	27,1	14,7

Pour l'année de livraison 2026, quatre sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre, et 2,5 €/kW en décembre.

ARENH

DISPOSITIF GÉNÉRAL

Le dispositif d'Accès régulé à l'électricité 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 maximum 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 non obtenu à ce jour.

CONTENTIEUX DES 20 TWH ADDITIONNELS D'ÉLECTRICITÉ POUR LA PÉRIODE AVRIL-DÉCEMBRE 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, 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.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

ARENH AU TITRE DE 2024

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n° 2023-330 du 26 octobre 2023, 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 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écartées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève in fine après écrêtement à 76,68 %. 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 (25,54 TWh).

Au cours de l'année 2024, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), et une au titre de la transmission universelle de patrimoine (TUP) de Soweé à EDF SA intervenue au 31 octobre 2024. Cette TUP est sans impact matériel dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 7,3 MW dont un ruban de 1,1 MW au titre des décisions CoRDs.

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des volumes d'ARENH livrés à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat d'EDF.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2024, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2025 s'est élevée à 135,04 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse pour 4 fournisseurs, pour un total de - 0,11 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 134,93 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écêtement à 74,12 %. 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 (22,7 TWh).

Un arrêté du 29 novembre 2024 a été publié au Journal Officiel de la République Française le 5 décembre modifiant l'accord cadre ARENH. Il rétablit notamment des éléments des annexes de l'arrêté précédent.

CADRE DE MARCHÉ POST ARENH

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €/MWh et de 110 €/MWh.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euro)	2024	2023
Ventes d'énergie *	69 717	87 413
dont électricité	59 555	71 249
dont gaz	10 162	16 164
Ventes de services et divers	2 618	2 878
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 335	90 291

* Y compris la part cocheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La baisse du chiffre d'affaires électricité de 11,7 milliards d'euros est principalement due à la diminution des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique par des effets volumes en lien avec un impact défavorable du climat et une légère baisse du portefeuille clients, et principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix est favorable et résulte de l'indexation des tarifs, au 1^{er} février 2023 (+ 20,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 19,96 % sur les tarifs bleus non résidentiels) permettant de limiter l'augmentation TTC à 15 %, du fait de la baisse de la TICFE, et au 1^{er} août 2023 (+ 10 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 10 % sur les tarifs bleus non résidentiels) ;

- s'agissant des ventes en offres de marché, la baisse des prix de marché observée en 2024 explique pour l'essentiel la diminution du chiffre d'affaires. Cette baisse compense plus que largement l'impact favorable constaté sur le tarif réglementé.

La baisse du chiffre d'affaires est également liée à des effets prix défavorables de l'énergie sur les obligations d'achat.

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires de 6 milliards d'euros est liée à de moindres ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de baisse des prix de marché en 2024.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2024	2023
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	6 928	14 198

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 2024, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 861 millions d'euros en 2024 (14 126 millions d'euros en 2023), et qui se détaille comme suit :

- un produit de 3 018 millions d'euros (contre une charge de 2 193 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat. En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui étaient devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État ;

- un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 562 millions d'euros (contre 13 992 millions d'euros en 2023). Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 730 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (168) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 281 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités.

La contrepartie du produit de CSPE est comptabilisée en autres créances au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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. Les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 compensées d'une part par le budget général de l'État et d'autre part, depuis la loi de finances initiale 2024, par les compléments de prix ARENH.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2024 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2024 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté d'un montant de 4,9 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des énergies renouvelables et de biogaz, les charges liées à la protection du pouvoir d'achat des consommateurs pour l'électricité (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors énergies renouvelables (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en février 2024, d'un rabot de 0,2 milliard d'euros pour s'établir à 4,7 milliards d'euros.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne 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. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou perçue directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 32 €/MWh pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également un tarif particulier, des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises. Toutefois, la conservation de mesures de protection du pouvoir d'achat pour l'électricité a eu pour effet d'appliquer un taux de 21 €/MWh pour les particuliers éligibles au taux plein à compter du 1^{er} février 2024.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie et aux dispositions de la loi de finances 2024, la CRE a publié en 2024 deux délibérations. La première n° 2024-139 du 11 juillet 2024 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2025, la re-prévision des charges au titre de 2024, ainsi que l'évaluation des charges constatées au titre de 2023. La seconde n° 2024-216 du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs.

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 Sécurité 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 pour l'essentiel (hors démantèlement) 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 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2024	2023
Reprises sur provisions pour risques	25	131	290
Dotations aux provisions pour risques	25	(88)	(251)
Sous-total provisions pour risques		43	39
Pensions et obligations assimilées	28	683	777
Gestion des combustibles nucléaires usés	26	1 113	913
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26	348	325
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	274	224
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	71	62
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	29	205	1 947
Reprises sur provisions pour charges		2 694	4 248
Pensions et obligations assimilées	28	(466)	(674)
Gestion des combustibles nucléaires usés ⁽²⁾	26	(4 058)	(2 475)
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	26	(869)	(21)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	26	(399)	(294)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	27	(131)	(42)
Autres provisions pour charges ⁽³⁾	29	(70)	(1 093)
Dotations aux provisions pour charges		(5 993)	(4 599)
Sous-total provisions pour charges		(3 299)	(351)
Reprises sur dépréciations		363	335
Dotations aux dépréciations ⁽³⁾		(735)	(489)
Sous-total dépréciations		(372)	(154)
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		(3 628)	(466)
dont reprises		3 188	4 873
dont dotations		(6 816)	(5 339)

(1) En 2024, EDF a complété la provision pour gestion des combustibles usés à hauteur de 3 291 millions d'euros au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir notes 26 renvoi (1) et 26.1).

En 2023, EDF a complété de 1 026 millions d'euros la provision pour autres charges liée aux négociations en cours avec Orano Recyclage dans le cadre de l'avenant à l'accord de traitement recyclage 2024-2026, pour atteindre 1 880 millions d'euros à la fin du premier semestre. La signature en septembre 2023, d'un accord sur les principes relatif au futur avenant 2024-2026, a donné lieu à la reprise intégrale de la provision pour autres charges soit 1 880 millions d'euros. Une dotation complémentaire à la provision pour gestion des combustibles usés a alors été comptabilisée pour 2 276 millions d'euros afin de refléter la valorisation des coûts associés au futur avenant 2024-2026, en lieu et place de la provision pour autres charges.

(2) En 2024, EDF a complété de 775 millions d'euros la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigeo) des déchets HA-MAVL (voir notes 26 renvoi (1) et 26.2).

(3) En 2024, EDF a comptabilisé une dotation aux dépréciations de 115 millions d'euros visant à déprécier l'intégralité des immobilisations incorporelles associées au projet NUMARD, nettes de subventions (voir note 34 renvoi (2)).

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2024	2023
Autres produits d'exploitation	1 156	1 169
Transferts de charges	88	126
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	1 244	1 295
Autres charges d'exploitation	(3 612)	(3 500)
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	(2 368)	(2 205)

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (3 612) millions d'euros en 2024 ((3 500) millions d'euros en 2023). Elles comprennent notamment les coûts relatifs aux certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les compensations financières versées par EDF à RTE au titre des écarts sur son périmètre d'équilibre, les pertes sur

créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations risées au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat. Il 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 sous forme de prime négative. Dans certains cas, un plafonnement de la prime négative s'appliquait. L'article 230 de la loi de finances 2023 a supprimé rétroactivement ce plafonnement à compter du 1^{er} janvier 2022.

Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré le déplaçonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, mais a différé l'effet de cette censure au

31 décembre 2025 au plus tard. Ce potentiel remboursement serait compensé via le mécanisme CSPE.

Les autres produits et charges comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2024 :

- des charges à hauteur 72 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 21 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 45 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 6 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 36 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus en note 4.

Certificats d'économies 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 puis depuis 2018 quadriennale.

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 616-23 du Règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général, modifié par le règlement 2024-02 du 5 juillet 2024.

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 5^e période des CEE (2022-2025) a débuté le 1^{er} janvier 2022. Le décret n° 2021-712 a renforcé l'efficacité du dispositif (forte baisse des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), ainsi que les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité de 15 €/MWhc initialement à 20 €/MWhc).

Cependant, afin de renforcer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a augmenté les obligations CEE de la 5^e période à compter du 1^{er} janvier 2023, soit dix mois seulement après le début de la 5^e période, selon les modalités suivantes :

- 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.

Il est à noter que les évolutions réglementaires en cours de période obligent les acteurs à s'adapter.

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2024	2023
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 118	5 541
Achats d'énergie ⁽²⁾	25 954	46 812
dont électricité	17 162	31 758
dont gaz	7 953	13 992
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	19 116	19 033
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	48 188	71 386

- (1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, gaz principalement) et en proportion peu significative charbon et fioul ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Les achats consommés de gaz diminuent dans un contexte de moindre production électrique à partir du cycle combiné gaz.
Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :
• au 31 décembre 2024, le volume des émissions s'élève à 3 millions de tonnes (4 millions de tonnes au 31 décembre 2023) ;
• en 2024, EDF a restitué 4 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2023 (6 millions de tonnes en 2023 au titre des émissions réalisées en 2022).
- (2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'électricité s'explique principalement par la baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).
La baisse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.
- (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 baissent de 595 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2024, 181 millions d'euros (454 millions d'euros en 2023) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 remoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2024	2023
Impôts et taxes sur rémunérations	201	188
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 120	1 083
Contribution Économique Territoriale	449	453
Taxes foncières	328	298
Autres impôts et taxes	368	348
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 466	2 370

6.**Mécanisme européen de 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'énergie 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 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, certains 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 dispositif a été prorogé pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024 par l'article 80 de la loi de finances pour 2024 avec des amendements sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul. Ce dispositif prévoit désormais une taxation à hauteur de 50 % (contre 90 % sur les périodes précédentes) des revenus, avec le maintien de la possibilité de reporter en avant une quote-part des déficits éventuellement dégagés au titre d'une période sur les périodes ultérieures.

En raison du report des déficits des périodes précédentes, il n'est prévu le paiement d'aucune taxe par EDF au titre de l'exercice 2024.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2024	2023
Salaires et traitements	4 540	4 244
Charges sociales	2 935	2 827
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	7 475	7 071

L'augmentation des charges de personnel est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place en lien avec un contexte inflationniste et à la hausse des effectifs moyens par rapport à 2023. Elles comprenaient également 41 millions d'euros sur l'exercice 2023 de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3, sans équivalent en 2024.

	2024			2023
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	30 532	29 363	59 895	58 407
Autres	1 034	4 052	5 086	4 779
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	31 566	33 415	64 981	63 186

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2024	2023
Sur immobilisations incorporelles	389	384
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	4 213	3 782
• du domaine concédé *	358	344
Dotations aux amortissements des immobilisations	4 960	4 510
Autres dotations aux amortissements	29	30
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	4 989	4 540

* 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)	2024	2023
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	4 719	3 035
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé	1 952	1 592
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(4 309)	(4 191)
• Charges sur dettes financières long terme après couvertures ⁽²⁾	(3 322)	(3 084)
• Autres ⁽³⁾	(987)	(1 107)
Résultat de change ⁽⁴⁾	(153)	(565)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(388)	(37)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(3 631)	(8 779)
• Charges d'actualisation avantages au personnel	(808)	(914)
• Charges d'actualisation provisions nucléaires ⁽⁵⁾	(1 753)	(2 489)
• Provision sur TIAP actifs dédiés ⁽⁶⁾	272	832
• Dépréciation valeurs mobilières de placement ⁽⁷⁾	289	178
• Provision sur titres de participation ⁽⁸⁾	(1 959)	(7 323)
• Provision pour pertes de change ⁽⁸⁾	6	638
• Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	397	368
RÉSULTAT FINANCIER	(1 810)	(8 945)

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :

- EDF Holding détenant EDF Trading (3 704 millions d'euros en 2024 et 947 millions d'euros en 2023) ;
- C3 détenant EDF Investissements Groupe (257 millions d'euros en 2024 et 130 millions d'euros en 2023) ;
- CTE détenant RTE (119 millions d'euros en 2024 et 174 millions d'euros en 2023) ;
- EDF Production Électrique Insulaire (PEI) (107 millions d'euros en 2024 et 123 millions d'euros en 2023) ;
- EDF Nam Theun Holding (84 millions d'euros en 2024 et 32 millions d'euros en 2023) ;
- EDF Développement Environnement (EDEV) (52 millions d'euros en 2024 et 23 millions d'euros en 2023) ;
- Framatome (51 millions d'euros en 2024 et 40 millions d'euros en 2023) ;
- C93 (39 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;
- EDF Immo (37 millions d'euros en 2024 et 19 millions d'euros en 2023) ;
- Euzelen (35 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2023) ;
- C74 (7 millions d'euros en 2024 et 84 millions d'euros en 2023) ;
- C81 (1 million d'euros en 2024 et 47 millions d'euros en 2023) ;
- Enedis (1 258 millions d'euros en 2023 sans équivalent en 2024) ;

(2) L'augmentation des charges d'intérêt résulte de la hausse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2024, le résultat de change intègre principalement les effets de change associés aux opérations de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 23).

(5) En 2024, l'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 267) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 26.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 514 millions d'euros.

En 2023, l'effet d'actualisation comprenait la charge de désactualisation pour (2 309) millions d'euros et les effets d'ajustement de la mise aux conditions économiques 2023 des devis comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (398) millions d'euros.

(6) La variation s'explique par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 et en 2023.

(7) Dont la comptabilisation de dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros et EDF International à hauteur de 390 millions (voir note 16.1 renvoi (4)).

(8) Voir note 25 renvoi (1).

6.**Note 12 Résultat exceptionnel**

Au 31 décembre 2024, le résultat exceptionnel représente un produit net de 703 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 583 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 169 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 272 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 100 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 128 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2024 comprend 320 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 une charge d'impôt de (1 083) millions d'euros au titre de l'exercice 2024 ((1 831) millions d'euros de charge d'impôt en 2023), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 377 millions d'euros.

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de (1 131) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2024 ;
- une charge de (109) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 157 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(17 803)	(17 412)	(391)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(6 510)	(3 078)	(3 432)
• Autres	(1 535)	(1 588)	53
Total actif d'impôt - taux de droit commun	(25 848)	(22 078)	(3 770)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	4 603	2 653	1 950
• Autres	3 674	3 393	281
Total passif d'impôt - taux de droit commun	8 277	6 046	2 231
• Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(71)	(61)	(10)
Total actif d'impôt - taux réduit	(71)	(61)	(10)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(17 642)	(16 093)	(1 549)
Créance future d'impôt au taux de droit commun	9 259 ⁽²⁾	10 234	(975)
Créance future d'impôt au taux réduit	11	9	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Dont 4,7 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 4,6 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun, en vigueur au 31 décembre 2024.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 % (dispositif dit « Pilier 2 »).

Après l'adoption de la directive Pilier 2 par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (soit en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du groupe EDF). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le groupe EDF a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2. Les impacts du dispositif dans les comptes consolidés du groupe EDF comme dans les comptes sociaux d'EDF SA ne sont pas significatifs.

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.

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 logiciels en mode SaaS (Software as a Service) sont comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Les coûts de mise en œuvre (notamment configuration, adaptation, paramétrage, interfaces) des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (SaaS) sont immobilisés et amortis en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

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 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Logiciels ⁽¹⁾	3 306	440	115	3 631
Autres ⁽²⁾	478	92	-	570
Immobilisations incorporelles en cours ⁽³⁾	1 943	1 427	462	2 908
Valeurs brutes	5 727	1 959	577	7 109
Logiciels ⁽¹⁾	(2 082)	(506)	(114)	(2 474)
Autres ⁽²⁾	(183)	(142)	-	(325)
Immobilisations incorporelles en cours	(14)	(10)	(14)	(10)
Amortissements et dépréciations	(2 279)	(658)	(128)	(2 809)
VALEURS NETTES	3 448	1 301	449	4 300

(1) Les lignes « Logiciels » intègrent au 31 décembre 2024 les coûts de mise en œuvre des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (contrats SaaS) et les amortissements associés en application du règlement ANC 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques pour un montant non significatif.

(2) Les lignes « Autres » intègrent au 31 décembre 2024 des études associées aux SMR (Small Modular Reactors) pour 166 millions d'euros ayant fait l'objet d'une mise en service en 2023. Ces études ont fait l'objet d'une dépréciation en 2024 de l'intégralité du montant immobilisé à date pour un montant net de subventions à hauteur de (115) millions d'euros à la suite d'une nouvelle orientation stratégique du projet (voir descriptif ci-dessous et note 5 n°101 (3)).

(3) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2024, les études relatives à EPR 2 pour 2 344 millions d'euros (1 446 millions d'euros au 31 décembre 2023).

6.

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 pressurisée qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et dont la technologie intègre le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Le développement de la conception de ce réacteur est porté par EDF. Les principales options de sûretés associées ont été validées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire en 2019.

Ce réacteur présenterait des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le palier N4, modèle de réacteur actuellement en service le plus puissant hors Flamanville 3), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité. Il confirmera ainsi la montée en puissance engagée avec l'EPR de Flamanville 3 dont le premier couplage au réseau a été réalisé le 21 décembre 2024, et dont la mise en service est prévue en 2025.

Le 10 février 2022, 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 2035-2040 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF envisage de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes) (voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement (FID) du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 12 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

L'année 2024 a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : une revue de maturité technique en juillet qui valide le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires, le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêts de l'ASN), et la publication au Journal Officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et de Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines s'est tenu du 17 septembre 2024 au 17 janvier 2025. La CNDP (Commission Nationale du Débat Public) a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également l'organisation d'un débat qui se tiendra au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique, le financement, la régulation de l'actif et la consolidation du Programme se poursuivent, via des partages réguliers avec l'État français dont la DINN (Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire), dans le cadre d'une trajectoire vers la décision finale d'investissement. Une revue diligentée par l'État interviendrait en 2025.

Au 31 décembre 2024, le projet se compose de 2 344 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (voir note 14 renvoi (3)) et 375 millions d'euros d'immobilisations corporelles (voir note 15 renvoi (2)).

Le budget 2025 du Groupe qui a été approuvé le 18 décembre 2024 prévoit d'engager une dépense de 11 milliard d'euros sur l'année 2025 au titre du Programme NNF (Nouveau Nucléaire France). Le Conseil d'administration du 5 février 2025 a pris note de l'avis exprimé par son Comité d'Engagement réuni le 27 janvier 2025 qui considère comme approprié ce niveau de dépenses centré sur les travaux nécessaires à une décision finale d'investissement fin 2026 et les priorités associées du programme (maturité du design et avancement des activités de licensing et de permitting, modalités de financement...).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small Modular Reactors »)

La phase de basic design (ou avant-projet détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par la filiale NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP). Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir NUWARD dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024 par la filiale NUWARD.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 31 décembre 2024 l'intégralité des montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions, inscrit respectivement dans les comptes sociaux d'EDF SA et de la filiale NUWARD. EDF SA a comptabilisé une dépréciation d'immobilisations incorporelles de (115) millions au titre des montants investis pendant la phase d'avant-projet sommaire (APS) (voir notes 5 renvoi (3) et 14 renvoi (2)).

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. Lors de leur comptabilisation initiale, 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.

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.

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...).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 36 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 CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Ces scénarios s'appuient sur les objectifs de la politique publique énergie-climat tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'IAIE, 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.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2024
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 856	305	88	13 073
Tranches de production nucléaire	70 503	5 080	2 024	73 559
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 687	421	146	13 962
Réseau du domaine propre	1 230	30	3	1 257
Autres immobilisations corporelles	1 860	124	83	1 901
Immobilisations corporelles du domaine propre	100 136	5 960	2 344	103 752
Terrains, constructions et agencements de terrains	11 023	87	7	11 103
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 994	93	53	2 034
Réseau du domaine concédé	3 656	183	15	3 824
Autres immobilisations corporelles	27	-	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	16 700	363	75	16 988
Immobilisations corporelles en cours ⁽²⁾	22 759	7 350	6 519	23 590
Valeurs brutes ⁽³⁾	139 595	13 673	8 938	144 330
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 580)	(326)	(78)	(8 828)
Tranches de production nucléaire	(48 001)	(3 636)	(2 055)	(49 582)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 283)	(411)	(141)	(10 553)
Réseau du domaine propre	(651)	(33)	(3)	(681)
Autres immobilisations corporelles	(1 309)	(138)	(81)	(1 366)
Immobilisations corporelles du domaine propre	(68 824)	(4 544)	(2 358)	(71 010)
Terrains, constructions et agencements de terrains	(7 104)	(161)	(4)	(7 261)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 168)	(35)	(31)	(1 172)
Réseau du domaine concédé	(1 548)	(101)	(13)	(1 636)
Autres immobilisations corporelles	(16)	(2)	-	(18)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	(9 836)	(299)	(48)	(10 087)
Immobilisations corporelles en cours	(33)	(139)	(140)	(32)
Amortissements et dépréciations	(78 693)	(4 982)	(2 546)	(81 129)
VALEURS NETTES	60 902	8 691	6 392	63 201

(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, voir note 2.1.2) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2024, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 219 millions d'euros (voir note 2.1.3). Les immobilisations corporelles en cours intègrent aussi, au 31 décembre 2024, des actifs associés à EPR 2 pour 375 millions d'euros (78 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(3) Le montant des immobilisations corporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 156 millions d'euros (soit 12 842 millions d'euros en immobilisations corporelles en cours et 314 millions d'euros en immobilisations corporelles mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Voie Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 663 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 222 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2024 au titre des immobilisations corporelles mises en service, s'élève à 94 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'euros²⁰²⁴, 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 2024 à 181 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)). Elles représentent 2,3 milliards d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement liés au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation. Par ailleurs, le montant des immobilisations incorporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 59 millions d'euros (soit 53 millions d'euros en immobilisations incorporelles mises en service et 6 millions d'euros en immobilisations incorporelles en cours). Aussi, le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2024 est de 13 215 millions d'euros (voir note 2.1.1).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 12.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1300 MW et 4 réacteurs 1450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1300 MW (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Par ailleurs, la PFE 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 5^e 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. Cette hypothèse est conservée au 31 décembre 2024 dans l'attente de l'adoption de la prochaine PFE qui pourrait intervenir en 2025 dans le cadre du processus en cours de révision de la Stratégie Française Énergie Climat.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, 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 depuis l'arrêté des comptes du 31 décembre 2021.

En septembre 2024, les conditions technico-économiques de réalisation du projet de reconversion à la biomasse de la centrale thermique de Cordemais n'étant pas réunies, EDF a annoncé envisager d'arrêter la production électrique de la centrale thermique de Cordemais en 2027. Ce projet est soumis à la consultation des instances représentatives du personnel.

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaire, thermique et hydraulique) 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 13 073 millions (13 215 millions d'euros brut (voir note 15 renvoi (3)), dont 367 millions d'euros mis en service, amortis à hauteur de 142 millions d'euros).

Sur l'exercice 2024, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci 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 6,9 % au 31 décembre 2024 (7 % au 31 décembre 2023).

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 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes sociaux au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) (voir note 15 renvoi (3)).

Sur l'année 2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix forward (en baisse sur cet horizon par rapport à fin 2023) tenant compte des couvertures déjà contractualisées et un volume d'ARENH livré aux fournisseurs alternatifs plafonné à 100 TWh (ainsi que 26 TWh pour les gestionnaires de réseaux), avec un prix ARENH de 42 €/MWh.

Pour la période post ARENH, les annonces gouvernementales du 14 novembre 2023 prévoient des seuils de prélèvement de 78 €/MWh et 110 €/MWh, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces éléments ont été intégrés comme hypothèses clés dans l'estimation de la valeur recouvrable à fin décembre 2024 compte tenu de l'absence de textes réglementaires précisant le niveau des seuils d'activation de cette contribution. Les dispositions adoptées dans le cadre de la loi de finances pour 2025 disposent que ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels tous les trois ans, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation, et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement. EDF restera vigilante au respect du niveau des seuils conformément à l'accord de novembre 2023, à savoir 78 €/MWh et de 110 €/MWh.

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR (Power Purchase Agreement Énergies Renouvelables) actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

En outre, EDF propose à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (Contrats d'Allocation de Production Nucléaire).

La valeur recouvrable du test diminue mais reste 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 ;
- la réglementation post-ARENH ;
- 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.

Analyses de sensibilité

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 €/TWh dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

À titre d'exemple de sensibilités défavorables, une baisse de 10 TWh/an sur toute la période de production aurait un impact négatif de (3,8) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse du taux d'actualisation de 50 points de base aurait un impact négatif de (3,4) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

Une hausse des investissements de + 10 % sur toute la période aurait un impact négatif de (3,9) milliards d'euros sur la valeur recouvrable.

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.

Le cas échéant, une valeur d'utilité est déterminée sur la projection des flux de trésorerie futurs actualisés, 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 dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement.

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 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.

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.

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.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

16.1 Variations des immobilisations financières

en millions d'euros	Montants cumulés au 31/12/2024	Montants cumulés au 31/12/2023
Participations ⁽¹⁾	64 641	61 513
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	25 683	25 803
Autres titres immobilisés	86	86
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽³⁾	42 333	36 705
Total valeur brute des immobilisations financières	132 793	124 157
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽⁴⁾	(14 303)	(10 814)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁵⁾	(983)	(1 254)
Total dépréciations	(15 286)	(12 068)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	117 507	112 089

(1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à :

- la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Solutions France pour une valeur de 2 057 millions d'euros (voir note 2.16). Au 31 décembre 2024, la valeur des titres de participation d'Arabelle Solutions France a été diminuée de 13 millions d'euros en lien avec des éléments signés relatifs aux ajustements de prix. La valeur s'établit désormais au 31 décembre 2024 à 2 044 millions d'euros ;
- la prise de participation à 100 % dans la société Arabelle Electronics France pour une valeur de 42 millions d'euros (voir note 2.16) ;
- l'acquisition des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome pour 206 millions d'euros y compris frais d'acquisition (voir note 2.15) ;
- la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C93 (société détenant des ferries électriques fjord) en Norvège pour une valeur de 351 millions d'euros ;
- la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C94 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en France) pour une valeur de 133 millions d'euros ;
- la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C95 (société détenant un immeuble de bureaux en France) pour une valeur de 131 millions d'euros ;
- la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C96 (société détenant des tours de télécommunication en Autriche) pour une valeur de 122 millions d'euros ;
- la prise de participation effectuée par EDF Invest à l'augmentation de capital de C89 (société détenant un portefeuille d'entrepôts logistiques en Suède) pour une valeur de 95 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 2024 est de 41 549 millions d'euros, et concerne principalement EDF International pour 22 655 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Renouvelables pour 8 675 millions d'euros, Enedis pour 5 028 millions d'euros, Dalkia pour 1 750 millions d'euros, EDF Energy pour 1 651 millions d'euros et EDF Trading pour 804 millions d'euros. Par ailleurs, le poste inclut un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour 746 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 2024, conduit à déprécier principalement :

- les titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros (voir note 11 renvoi (7)). En tant que holding portant les filiales et participations destinées au développement des métiers du groupe EDF en France, la valeur d'utilité des titres EDEV 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 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDEV résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Renouvelables, en raison des pertes de valeurs par la filiale sur différents projets à l'international ;

- les titres de participation EDF International à hauteur de 390 millions d'euros en 2024 (7 013 millions d'euros en 2023 (voir note 11 renvoi (7)) et 2 650 millions d'euros en 2022). 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 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, une baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis en partie compensée par une amélioration de la valeur d'utilité réalisée aux Royaume-Uni par EDF Energy (voir note 2.14).

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International faisait suite à l'annonce faite par le groupe EDF, le 23 janvier 2024, d'une révision du calendrier et d'une réévaluation à la hausse des coûts à terminaison du projet HPC ayant engendré la comptabilisation d'une perte de valeur importante chez EDF Energy, réduisant ainsi sensiblement la valeur d'utilité.

En 2022, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résultait 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.

Par ailleurs, les dépréciations incluent au 31 décembre 2024 les montants liés aux prises de participation Arabelle Solutions France pour 1 528 millions d'euros et Arabelle Electronics France pour 1 million d'euros (voir note 2.16).

(5) La variation s'explique principalement par une évolution favorable des marchés financiers en 2024 comparée à 2023 ayant entraîné des reprises de dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (6)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)		Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitales propres 2023 hors capital social et résultat	Prêts et avances consentis par le Groupe Social à fin 2024	Dividendes reçus en 2024	Chiffre d'affaires 2023	Devise
Filiales												
EDF International ⁽¹⁾	20 Rue la Défense 92800 Putaux	25 930	10 053	15 877	100	18 420	(4 397)	(3 799)	22 655	-	-	EUR
C3 ⁽²⁾	4 Rue Rodol 75007 Paris	11 196	-	11 196	100	11 196	271	160	-	257	-	EUR
EDF Développement Environnement ⁽³⁾	33 Place des Corolles 92400 Courbevoie	6 891	1 330	5 561	100	2 641	53	3 662	-	52	-	EUR
CTE ⁽⁴⁾	4 Rue Rodol 75007 Paris	2 705	-	2 705	50,1	2 700	253	2 363	-	119	-	EUR
Arabelle Solutions France ⁽⁵⁾	32 Avenue Pablo Picasso 93000 Nanterre	2 044	1 528	516	100	10	(27)	39	-	-	437	EUR
EDF Holding ⁽⁶⁾	4 Rue Rodol 75007 Paris	1 950	-	1 950	100	1 950	3 704	195	-	3 704	-	EUR
EDF Immo ⁽⁷⁾	4 Rue Rodol 75007 Paris	1 361	-	1 361	100	1 360	39	64	-	37	-	EUR
EDF Nam Theun Holding ⁽⁸⁾	4 Rue Rodol 75007 Paris	437	50	387	100	87	30	327	-	84	-	EUR
Autres ⁽⁹⁾		5 282	1 080	4 202	100	1 124	(184)	2 596	215	233	148	EUR
Sociétés Holdings		57 796	14 041	43 755					22 870	4 456		
En France												
Enedis	4 Place de la Pyramide 92800 Putaux	2 700	-	2 700	100	270	(867)	5 547	5 028	-	16 135	EUR
Framatome	1 Place Jean Miller 92400 Courbevoie	2 220	-	2 220	80,5	707	131	2 031	212	51	2 675	EUR
Dakia	204 Rue Sadi Carnot 59350 Saint André Les Lille	967	-	967	99,9	220	(8)	126	1 750	-	3 251	EUR
EDF Production Électrique Industrielle	20 Place de la Défense 92050 Paris La Défense Cedex	560	-	560	100	560	795	596	335	107	1 256	EUR
Arabelle Electronics France ⁽⁵⁾	204 Rond Point du Pont de Sèvres 92700 Boulogne-Billancourt	42	1	41	100	44	-	(3)	-	-	9	EUR
Edrance	165-171 Avenue Pierre Brossolette 92120 Montrouge	12	-	12	80	15	50	3	14	26	672	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gambenheim	Haugruen 67460 Gambenheim	3	-	3	50	6	-	3	-	-	7	EUR
À l'étranger												
Emosson	Centrale de la Bâtie Case postale 391 1920 Martigny	14	14	-	50	140	-	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Pfefzheim (RKG)	Werktstraße 5 74894 Forbach Allemagne	3	-	3	50	10	3	67	-	-	14	EUR
Forces Motrices du Châtelot	Centrale du Châtelot 2125 Les Planchettes	-	-	-	50	6	-	2	-	-	4	CHF
Sociétés industrielles et commerciales		6 521	15	6 506					7 339	184		
Autres (GIE EIFER)		130	125	5					-	-		
TOTAL FILIALES		64 447	14 181	50 266					30 209	4 670		

(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 (sa), Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd, EDF Norte Ruminense, EDF Brasil Holding, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.

(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 (EDEV) est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (i2) solutions, (i2) confort, EDF ENR, la mobilité électrique (i2i3A), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano OS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agnestia, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) Prise de participation à 100 % dans les sociétés Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France, dans le cadre de la transmission universelle de patrimoine de la société Arabelle Holding réalisée le 17 décembre 2024 (voir note 2.1.6).

(6) EDF Holding détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(7) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(8) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(9) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Adresse du siège social	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2024	Impair dépréciations 31/12/2024	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2024	% du capital détenu	Capital social 2023	Résultat de l'exercice 2023	Capitaux propres 2023 hors capital social et résultat	Dividendes reçus en 2024	Devises
Report Total Filiales		64 447	14 181	50 266	-	-	-	-	4 670	
Participations										
dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %										
Trinet France	Rue Henri Sainte Claire Deville 73300 Saint Jean de Maurienne	130	66	64	35	58	115	348	34	EUR
Dalkia Investissements	33 Place des Corolles 90400 Courbevoie	63	56	7	50	1	2	14	1	EUR
Total		193	122	71					35	
dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %										
Force Motrice de Mauvoisin	Postfach-Argo 5401 Baden Sauer	1	-	1	9,8	100	6	16	1	CHF
Total		1	-	1					1	
Total Participations		194	122	72					36	
TOTAL DES FILIALES ET PARTICIPATIONS		64 641	14 303	50 338					4 706	

16.4 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽²⁾			
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
AT34	168	-	-	-	-	-
CTE	-	334	-	186	-	-
Framatome	212	311	-	726	-	7
EDF Energy	1 651	98	-	366	-	117
EDF Renouvelables	8 675	-	-	-	-	385
EDF International	22 655	-	-	-	-	630
EDF Trading	804	1 627	-	1 584	-	78
Enedis	5 028	-	-	1 426	-	125
Dalkia France	1 750	55	-	146	-	72
EDF Production Électrique Insulaire	335	-	-	140	-	8
EDF Luminus	-	52	-	-	-	-
Edvance	14	51	-	140	-	-
Arabelle Solutions	215	-	-	-	-	2
Sous-groupe Arabelle	-	-	-	86	-	-
Group Support Services	-	57	-	-	-	-
Électricité de Strasbourg	-	52	-	-	-	-
Agregio	-	-	-	75	-	-
Cyclife	26	-	-	64	-	1
EDF Belgium	-	-	-	105	-	-
Comptes courants ⁽³⁾	-	-	-	1 705	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales ⁽⁴⁾	-	-	5 805	-	(319)	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽⁴⁾	-	-	18 724	-	(866)	-
Convention d'intégration fiscale	-	-	-	2 077	-	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Sofilo pour 660 millions d'euros, EDF Production Électrique Insulaire pour 550 millions d'euros, EDF Immo pour 274 millions d'euros, et Enedis pour 107 millions d'euros.

(3) Inclut notamment en 2024, le tirage sur la ligne de crédit de 93 millions d'euros avec Arabelle Solutions France, transférée à EDF (voir note 2.16).

(4) Dont C3 pour 5 378 millions d'euros, EDF Energy pour 3 197 millions d'euros, EDF Holding pour 2 815 millions d'euros, EDF Trading pour 2 388 millions d'euros, Edison pour 881 millions d'euros, Framatome pour 833 millions d'euros et EDF International pour 738 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	25 803	24 717	28 627	25 683	24 869	31 389

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2024, 24 869 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
	< 1 an ⁽¹⁾	1 à 5 ans ⁽²⁾	> 5 ans ⁽³⁾		
Créances rattachées aux participations	1	-	49	50	50
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	7 474	15 702	19 157	42 333	36 705
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	7 475	15 702	19 206	42 383	36 755

(1) Dont 4,5 milliards d'euros à EDF Renouvelables, 0,8 milliard d'euros à EDF Trading, 0,4 milliard d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, et 0,7 milliard d'euros de dépôt de garantie versé par EDF à Enedis.

(2) Dont 10,7 milliards d'euros à EDF International, 3,1 milliards d'euros à EDF Renouvelables, et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(3) Dont 11,4 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 3,8 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,6 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 2024 pour 4,9 milliards d'euros dont 4,5 milliards d'euros à EDF International, 1,6 milliard d'euros à EDF Renouvelables et (1,7) milliard d'euros de remboursement de la part d'EDF Trading ainsi qu'un dépôt de garantie accordé par EDF à Enedis pour 0,7 milliard d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 certificats d'émission 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 des combustibles usés 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 dans l'article D. 594-1 du Code de l'environnement.

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 certificats d'émission 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.

CERTIFICATS 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 certificats 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 CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

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 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne⁽¹⁾).

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif « Fit for 55 », la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs réhaussant l'objectif de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats 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 certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les certificats 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 :

(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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

- 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 certificats d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux certificats 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 certificats 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 valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 198	(3)	10 195	9 801	(24)	9 777
Autres matières premières *	429	(243)	186	445	(230)	215
Autres approvisionnements	1 843	(316)	1 527	2 463	(299)	2 164
En cours de production et autres stocks	1 191	-	1 191	1 164	-	1 164
TOTAL STOCKS	13 661	(562)	13 099	13 873	(553)	13 320

* La baisse de ce poste sur la période intègre la comptabilisation d'une dépréciation complémentaire du stock de charbon à hauteur de (13) millions d'euros (230) millions d'euros en 2023) en raison d'un moindre recours aux moyens de production fonctionnant au charbon dans un contexte de meilleures disponibilités notamment des centrales nucléaires.

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

6.

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 :

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2024	Montants bruts au 31/12/2023
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	620	194	111	925	756
Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	3 861	-	-	3 861	4 028
Factures à établir ⁽¹⁾	10 491	-	-	10 491	11 469
Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 037	103	239	5 379	3 772
Créances d'exploitation	19 389	103	239	19 731	19 269
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	4 056	94	1	4 151	2 759
Disponibilités	6 023	-	-	6 023	8 147
Charges constatées d'avance	442	237	349	1 028	1 137
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	30 530	628	700	31 858	32 068

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2024. La baisse de ce poste s'explique principalement par une diminution de l'encours des créances commerciales associées au programme de titrisation mis en œuvre sur 2023 portant sur des créances clients.

(2) En 2024, elles comprennent 3 431 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (2 539 millions d'euros en 2023). Au 31 décembre 2024, les autres créances d'exploitation comprennent également une créance de 792 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 4 et 31 renvoi (4)).

(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 (160 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2024 s'élève à 6 861 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation des charges de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Les montants encaissés sur l'année 2024, en provenance du budget général de l'État, s'établissent à 3 472 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023 pour 227 millions d'euros et de la compensation du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 3 245 millions d'euros.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2024-124 du 26 juin 2024 prise en application de l'article L. 336-5 du Code de l'énergie tel que modifié par l'article 225 de la loi de finances n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 pour 2024, et de l'article 5 du décret n° 2024-556, les compléments de prix ARENH perçus en 2024 pour un montant de 556 millions d'euros viendront diminuer les compensations à financer par le budget de l'État au titre du mécanisme 2025. Ces derniers minoreront donc la créance relative aux charges de service public de l'énergie d'EDF au 31 décembre 2024.

Au 31 décembre 2024, EDF constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 792 millions d'euros (dette de 2 090 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les valeurs mobilières de placement 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 ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

en millions d'euros	31/12/2024	31/12/2023	Variation
OPCVM	1 156	1 369	(213)
TCN court terme en euros et en devises ⁽¹⁾	1 323	372	951
Titres reçus en garantie ⁽²⁾	345	-	345
Obligations	11 436	16 525	(5 089)
Titres juniors reçus en garantie	2 013	1 689	324
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	113	105	8
Total valeur brute ⁽³⁾	16 386	20 060	(3 674)
Dépréciations	(265)	(553)	288
TOTAL VALEUR NETTE	16 121	19 507	(3 386)

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023 (voir note 26.6.5).

(2) Ils comprennent 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 32 renvoi (4)).

(3) La diminution de l'encours des obligations a notamment permis la réalisation de remboursements anticipés de tirages sur des lignes de crédit bilatérales bancaires. La hausse observée sur l'encours de TCN s'explique par l'inversion de la courbe des taux permettant ainsi de bénéficier d'une rémunération plus favorable.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euro)	31/12/2024	31/12/2023	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 386	20 060	(3 674)
Disponibilités	6 183 ⁽¹⁾	8 738 ⁽¹⁾	(2 555)
Sous total à l'actif du bilan	22 569	28 798	(6 229)
OPCVM (en euros)	(1 156)	(1 369)	213
TCN (en euros)	(1 265)	(282)	(983)
TCN (en devises)	(58)	(90)	32
Titres reçus en garantie	(345)	-	(345)
Obligations	(11 436)	(16 525)	5 089
Titres juniors reçus en garantie	(2 013)	(1 689)	(324)
Intérêts courus	(113)	(105)	(8)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(16 386)	(20 060)	3 674
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 » et les titres juniors inclus dans le poste « valeurs mobilières de placement » du bilan	(8 344)	(9 041)	697
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	(2 161)	(303)	(1 858)
Élimination de l'incidence des variations de change			76
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			(10)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres *			-
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			(1 792)

* Voir tableau de flux de trésorerie

(1) Dont 160 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2024 contre 591 millions d'euros au 31 décembre 2023 (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 C3, EDF Holding, Arabelle Solutions, EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, EDF Production Électrique Insulaire, EDF Trading, EDF Energy, 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.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 2024 une perte de change de 1 363 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 1 127 millions d'euros au 31 décembre 2024 (936 millions d'euros au 31 décembre 2023) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2024 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros (251 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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, 2022, 2023 et 2024) 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 2024 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2023).

Retraite des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 236 millions d'euros et par des swaps de change en couverture des titres actifs dédiés pour un montant de 714 millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 25 renvoi (1)).

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 2022	1 944	25 698	8 187	(30 648)	218	5 742	11 141
Affectation du résultat 2022	-	-	(30 648)	30 648	-	-	-
Résultat 2023	-	-	-	7 710	-	-	7 710
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Augmentations de capital 2023 ⁽¹⁾	141	2 249	-	-	-	-	2 390
Réduction de capital 2023 ⁽²⁾	(18)	(6)	-	-	-	-	(7)
Acomptes sur dividendes 2023	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	(9)	(106)	(114)
Situation au 31 décembre 2023	2 084	27 942	(22 461)	7 710	209	5 636	21 120
Affectation du résultat 2023	-	-	7 710	(7 710)	-	-	-
Résultat 2024	-	-	-	9 865	-	-	9 865
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Acomptes sur dividendes 2024	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	56	(134)	(77)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2024	2 084	27 943	(14 751)	9 865	265	5 502	30 908

(1) Voir notes 22.1 et 22.3. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

(2) Voir notes 22.1 et 16.6. des comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2023.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros, composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires réunie le 11 juin 2024 a décidé de ne pas verser de dividendes en 2024 au titre de l'exercice 2023. Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2024.

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 2024, les autres fonds propres présentent un solde de 10 188 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 valorisés pour un montant de 758 millions d'euros. Cette valorisation est la contre-valeur euro de la valeur nominale résiduelle restante soit 628,7 millions de livres sterling à la suite d'un rachat partiel de 621,3 millions de livres sterling intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013 (voir note 2.2.8). Par ailleurs le 10 septembre 2024, EDF a annoncé vouloir exercer son option de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2024 un montant de 1 250 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement au 29 janvier 2025 (voir notes 2.2.4 et 32 renvoi (4)) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2014 valorisés pour un montant de 1 402 millions d'euros. Cette valorisation intègre la réalisation d'un rachat partiel de 498,7 millions d'euros intervenu en septembre 2024 concernant une souche initiale de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014 (voir note 2.2.8) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 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 2 091 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 245 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 ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour un montant de 1 444 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2024 valorisés pour un montant de 1 750 millions d'euros (1 753 millions euros (voir note 2.2.7) déduction faite d'une prime d'émission de (3) millions d'euros).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant en nominal de 1 250 millions d'euros émis en octobre 2018 (voir 2.2.4).

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 493 millions d'euros au 31 décembre 2024 (602 millions d'euros au 31 décembre 2023). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

6.

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) à la clôture :

Date d'émission *	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	629	GBP	13 ans	6,00 %
01/2014	501	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
12/2019	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 %
06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %

* Date de réception des fonds.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

Ces passifs concernent les concessions de distribution publique d'électricité de SEI et les 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 :

- les amortissements constitués 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 lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS D'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Ces passifs comprennent :

- la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- les écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- 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.

À la suite des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 a été 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'euro)	31/12/2024	31/12/2023
Contre-valeur des biens	161	138
Écarts de réévaluation	688	710
Amortissement de caducité	554	491
Concessions d'énergie hydraulique	1 403	1 339
Contre-valeur des biens	2 294	2 218
Financement du concessionnaire non amorti	(1 515)	(1 439)
Amortissement du financement du concédant	404	391
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique *	1 189	1 176
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 592	2 515

* 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 certitude raisonnable 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 revus à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux ; elles concernent principalement les activités gazières GNL (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution 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 :

6.

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			31/12/2024
	31/12/2023	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation ⁽²⁾	Sans objet ⁽²⁾	Financières	
Provisions pour pertes de change ⁽¹⁾	419	-	104	-	-	(110)	413
Provisions pour contrats déficitaires	470	-	23	(27)	-	-	466
Autres provisions pour risques	342	88	-	(75)	(29)	-	326
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	1 231	88	127	(102)	(29)	(110)	1 205

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 413 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 21) concernent principalement les emprunts obligataires après couvertures pour 294 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 6 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 nivoi 88).

(2) Voir note 5.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 des combustibles usés, 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'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 12.2.

Fin 2024, le niveau d'incertitudes augmente du fait de circonstances ponctuelles présentées ci-après et appelées à évoluer à court et moyen terme, notamment (i) les études d'APS en 2025 et 2026 des nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC) du programme aval du futur (voir note 26.1), et (ii) les évolutions réglementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées et l'analyse de leur impact éventuel (au travers d'un plan d'actions démarré en 2025 tenant compte de la complexité des prélèvements du fait de l'ampleur des surfaces considérées et de leur diversité) sur le devis de démantèlement des installations en exploitation (voir note 26.3).

Par ailleurs, la publication par l'État du nouvel arrêté de chiffrage du projet Cigéo est attendue à l'horizon de septembre 2025 (voir note 26.2).

États financiers Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

en millions d'euro	Dotations			Reprises		Autres mouvements ^{(1) (2)}	31/12/2024
	31/12/2023	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour gestion des combustibles usés	13 876	4 058	573	(1 113)	+	55	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation	1 760	2 678	76	(36)	-	18	4 496
dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 205	869	301	(348)	-	129	14 156
Provisions pour aval du cycle nucléaire	27 081	4 927	874	(1 461)	+	184	31 605
dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	25 862	4 927	813	(1 419)	+	184	30 367
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	+	-	1 238
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 419	399	753	(274)	+	(76)	19 221
Provisions pour derniers cœurs	2 720	-	126	-	-	149	2 995
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 139	399	879	(274)	+	73	22 216
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	48 220	5 326	1 753	(1 735)	+	257	53 821
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	47 001	5 326	1 692	(1 693)	-	257	52 583
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 219	-	61	(42)	-	-	1 238

* 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 relative 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'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par :

- une augmentation des provisions pour gestion des combustibles usés au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés pour 3 301 millions d'euros (voir note 26.1) dont 3 291 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (1)), et 10 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une hausse de 428 millions d'euros traduisant la première divergence de la centrale de Flamanville 3 dont 235 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, 22 millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs, 79 millions d'euros sur les provisions pour gestion des combustibles usés, et 98 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Ces éléments sont présentés principalement en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Coût des déchets HA-MAVL pour 823 millions d'euros (voir note 26.2) dont 775 millions d'euros en « dotations d'exploitation » pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 5 renvoi (2)) et 48 millions d'euros en « autres mouvements » au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

(2) Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 26.5) diminuant les provisions de (964) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Charges d'actualisation » pour un montant de (514) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 11 renvoi (3)) et en « Autres mouvements » pour un montant de (450) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 267 millions d'euros comptabilisée en compte de résultat (voir note 11 renvoi (5)).

Concernant les installations de tiers :

- EDF, 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 UPI de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

26.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

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 nominales à traiter 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 au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (GCU) (17 449 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 des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement 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. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le précédent contrat d'application venant à échéance fin 2023, les négociations entre EDF et Orano Recyclage ont convergé en septembre 2023 avec la signature d'un accord sur les principes du contrat d'application couvrant la période 2024-2026. Cela s'est traduit par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023 (voir note 5 renvoi (1)). Cet accord intègre l'évolution des conditions économiques sous-jacentes au contrat et les besoins exprimés par Orano Recyclage en termes de coûts d'exploitation nécessaires à une meilleure performance de ses usines.

Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord de septembre 2023 sur les principes mentionnés ci-dessus, a été signé le 1^{er} octobre 2024. En conséquence, la signature de ce contrat n'a pas d'impact significatif en 2024 sur les provisions pour gestion des combustibles usés.

Entreposage des combustibles usés

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif au risque de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, il était pris en considération la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin était prévue pour 2034, afin d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;

- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé 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), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN, dans sa note d'information du 17 avril 2024, a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage de long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intégrait la détente annoncée du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposaient sur ces hypothèses structurantes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage de long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau avant-projet sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 et intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments ont conduit à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;

- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité (en dilution de l'UNE usé) dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage de long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion des combustibles usés au titre du traitement ont augmenté de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ont diminué de 120 millions d'euros.

À l'automne 2024, EDF et Orano ont proposé à l'instruction de la DGEC et de l'ASN un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur ADF). Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

Au 31 décembre 2024, cette proposition est toujours en cours d'instruction par les autorités compétentes. En cas de validation, le projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage Orano se substituera au projet FEC sous maîtrise d'ouvrage EDF.

Dans ce contexte, Orano a récemment démarré les travaux d'études APS sur le programme ADF, qui intègre le projet de nouvelles capacités d'entreposage, qui devaient être menés jusqu'à fin 2026. Les modalités de financement de ce programme ne sont pas arrêtées à date.

Compte tenu de ces éléments structurants restant à préciser, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés reste basée sur les hypothèses sous-jacentes mises à jour sur le premier semestre 2024.

Au total, les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés s'élèvent à 504 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 4 496 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX usés et du combustible de Creys-Malville (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Recyclage de l'Uranium de retraitement

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 2^e trimestre 2019. Les premiers assemblages fabriqués à l'usine Framatome de Romans sur Isère ont été chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée, tranche qui a redémarré le 4 février 2024. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'Autorité de Sécurité nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 485 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 1300 MW de 40 ans à 50 ans.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure sur le premier trimestre 2025. À ce stade d'avancement, il n'est pas anticipé d'impacts significatifs sur les provisions pour gestion des combustibles usés au titre de cet audit.

6.

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, le cas échéant après entreposage longue durée, 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 (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2024	31/12/2023
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaïnes (ANDRA)	3 310	3 176
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïnes (ANDRA)	371	369
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 475	9 660
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 156	13 205

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, mis en service en 1992 et 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 stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centracco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, 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 du Technocentre, une installation de découpe et de fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5^e Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR), la feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre a été envoyée à la DGECE début 2023. La saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDDP) sur le projet a été réalisée mi-janvier 2024. Le Débat Public, débuté en octobre 2024, se terminera en février 2025.

Évolutions 2023

En 2023, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions. Il est à noter qu'il a été notamment pris en compte les effets de la loi de finances 2024 qui prévoit l'introduction d'une taxe générale sur les activités polluantes pour favoriser le recyclage des déchets métalliques TFA et une baisse de la taxe INB sur les centres de stockage à compter de leur arrêt définitif, ce qui viendra modifier les coûts de stockage facturés par l'ANDRA.

Évolutions 2024

En 2024, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, notamment concernant les hypothèses de coûts de stockage des déchets TFA (sur la base du nouveau contrat en cours avec l'ANDRA), amenant à une augmentation des provisions de 56 millions d'euros.

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 et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5^e PNGMDR⁽¹⁾, l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendœuvre-Soulaïnes et amenant à considérer d'autres options que le site de Vendœuvre-Soulaïnes pour stocker les déchets graphite. Ce dossier est en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL a été pris en compte en risque.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage.

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 de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

À ce titre, l'ANDRA doit remettre en avril 2025 à la DGECE, à l'ASN et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier sera suivi d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo à l'horizon de septembre 2025.

À ce stade, les travaux sur ce dossier de chiffrage sont en cours et plusieurs points sont encore ouverts à discussion. L'estimation des effets cumulés des différents travaux et de leurs interactions nécessite de prendre en compte la vision globale telle qu'elle sera finalisée en 2025.

Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation génère une augmentation de la provision de 823 millions d'euros indépendamment du reste des travaux de chiffrage en cours.

(1) Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs. Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal Officiel du 10 décembre 2022.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL pour un montant total de 9 508 millions d'euros sont assises sur le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Depuis 2016, les principaux jalons concernant le projet Cigéo ont été les suivants :

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGECC par un groupe d'experts indépendants. Il a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle avait souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021, le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du Groupe Permanent (GP) : le GP1 (Groupe Permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 est prévu mi-2025, pour un avis de l'ASN prévu en novembre 2025.

L'autorisation de création est visée pour fin 2027.

À date, le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prend en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040.

Concernant le cas particulier du traitement des déchets bitumineux, l'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGECC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il 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 en cours sur ce sujet.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 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). À fin 2024, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

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 968 millions d'euros.

ICEDA, implanté sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion des combustibles) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et les premiers déchets d'exploitation de Fessenheim.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques réglementaires des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Cette modification permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue. L'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites est attendue pour début 2025.

Enfin, à la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du Décret d'Autorisation de Création d'ICEDA afin de permettre à ICEDA de conditionner les déchets de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié est attendu en 2025.

6.

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.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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, la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) 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).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			31/12/2024
	31/12/2023	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation ⁽¹⁾	Sans objet	Autres mouvements ⁽²⁾	
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 002	-	594	(10)	-	(76)	13 510
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 417	399	159	(264)	-	-	5 711
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	18 419	399	753	(274)	-	(76)	19 221

(1) Les dotations d'exploitation correspondent pour l'essentiel aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs. Les reprises correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2024.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réél au 31 décembre 2024 pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26.5) pour (298) millions d'euros, ainsi que la comptabilisation de la provision pour déconstruction relative à Flamanville 3 pour 235 millions d'euros à la suite de la divergence du réacteur en septembre 2024.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) pallers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation (concernant Flamanville 3, voir paragraphe « évolutions 2024 »).

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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 avait 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. En 2021, le coût 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.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effets 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 deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 9 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP en exploitation qui n'en prendrait pas en compte. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet de mutualisation), est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (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 le planning, sur les effets de série, de mutualisation, sur les 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). Depuis fin 2023, les conséquences financières de ces risques sont basées sur une valorisation d'un registre des risques identifiés en intégrant l'impact planning (sur base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) en lieu et place d'une évaluation via une majoration forfaitaire, pratiquée auparavant.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 19,4 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation (34,1 % pour le devis de la référence Fessenheim).

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 en 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.

6.

Évolutions 2023

En 2023, le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, en prenant en compte des évolutions méthodologiques ainsi que des éléments de retour d'expérience de Fessenheim dont principalement :

- des évolutions méthodologiques (appliquées également aux provisions pour déconstruction des centrales arrêtées et gestion à long terme des déchets radioactifs) sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, une première prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement ainsi que la finalisation de la mise en œuvre de la méthodologie d'estimation analytique des incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction des centrales arrêtées ;
- la prise en compte d'une hypothèse de début de démantèlement par paires de tranches (contre auparavant une hypothèse de début indépendante pour chaque tranche) pour le palier 900 MW, suite au retour d'expérience de la préparation au démantèlement de Fessenheim ;
- une mise à jour des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) en prenant notamment en compte en référence la dernière vision des coûts sur le site de Fessenheim ;
- la prise en compte d'un registre de risques identifiés sur le parc REP (contre une évaluation forfaitaire des risques auparavant), en appliquant les méthodes de valorisation utilisées pour les autres centrales en démantèlement (sur la base notamment d'une déclinaison du registre des risques du projet de Fessenheim) ;
- une mise à jour des coefficients d'extrapolation (transposition et mutualisation) sur les coûts d'achats d'exploitation, basés sur les données historiques du parc en exploitation.

Pris dans leur ensemble, les éléments ci-dessus de cette révision annuelle ont eu un impact non significatif sur les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Évolutions 2024

Le devis de déconstruction des 56 tranches nucléaires en exploitation a fait l'objet d'une révision annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₄) s'élève à environ 0,67 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,42 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Par ailleurs, concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence implique la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3, pour un montant de 235 millions d'euros au titre de la déconstruction. L'évaluation est basée sur une transposition du coût de référence de la tête de série 900 MW, adaptée à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans).

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, à Saint-Laurent et à 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 2^e 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 téléopération 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 stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel de 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 2022

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 (Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire), 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 concernaient la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernaient la provision gestion à long terme des déchets radioactifs (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 les 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.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE/C) 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 son 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.

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGE/C visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique des risques et d'incertitudes planning (appliquée 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 des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Évolutions 2023

En 2023, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a pris en compte notamment des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie, la prise en compte du risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage) ainsi que la généralisation de l'application de la méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning déjà mise en œuvre en 2022 sur la plupart des projets de déconstruction en cours. L'ensemble de ces derniers éléments ont amené à une augmentation des provisions de 182 millions d'euros.

Il convient de noter par ailleurs une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 41 millions d'euros, au titre des coûts immobiliers (couvrant le fonctionnement courant et la maintenance des parties non industrielles des installations) à la suite de la mise à jour de l'estimation de ces coûts.

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb...) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions réglementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;

À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, les quelques repérages positifs récents ne permettent pas d'établir si l'amiante est localisée et circonscrite à un matériel particulier, auquel cas elle pourra faire l'objet d'un

traitement *ad hoc* sans surcoût significatif, ou si elle est présente avec le même caractère diffus que dans les peintures des matériels de certains bâtiments de Fessenheim. Davantage de diagnostics sont nécessaires pour caractériser ces installations. À ce titre, un plan d'actions est prévu à partir de 2025 pour collecter les informations disponibles dans le système d'information, et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prendra en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostics.

- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint-Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, 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	334	294
Réacteur à eau pressurisée - Fessenheim*	1 161	971
Réacteur Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 348	3 258
Réacteur à eau lourde - Brennilis	444	381
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	690	604

* 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 le bâtiment 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 1,1 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enclâssé 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 7,6 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 2,3 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers 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. Après des difficultés rencontrées sur le chantier jusqu'en 2022 (impact de la crise sanitaire, indisponibilités du pont de manutention), celui-ci a progressé significativement en 2023 et 2024 avec la vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve, la découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve, et la rénovation du pont de manutention de la cave du réacteur. La fin du chantier de démantèlement de la cuve est calée en 2027.

Par ailleurs, un accord de collaboration a été signé avec le CNRS le 7 septembre 2022 pour la réutilisation des cavernes à des fins de recherche fondamentale sur les neutrinos :

- 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.

À fin 2024, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel. Avec notamment :

- la totalité du combustible usé qui a été évacuée du site vers La Hague ;
- une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Décontamination : FSD) qui a été réalisée avec succès sur les 2 réacteurs et s'est terminée en juin 2023 ;
- le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) qui a été réalisé en Suède, et l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport des parties inférieures de ces GV usés vers la Suède (France, Belgique, Allemagne, Pays-Bas et Suède) qui est en cours d'obtention.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

- » les travaux de démantèlement électromécanique de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (Groupe Permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) suite à laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue mi-2025 et sa prise d'effet début 2026 après accord de l'ASN sur les règles générales d'exploitation (RGE) applicables en démantèlement :

- Réacteurs Uranium Naturel Graphite Gaz - UNGG : arrêtés 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. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la MSNR (Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire) a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un Groupe Permanent prévu en mars 2026.

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 2044 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2040). 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 vers le bâtiment se trouvant sur site (APEC), 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. Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024. Fin 2024, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été extrait de la cuve, découpé et conditionné en colis de déchets. La seconde partie, le sommier (dernière pièce massive à retirer de l'intérieur de la cuve) sera extrait pour être découpé à son tour au premier trimestre 2025. En parallèle, les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se sont poursuivis avec notamment en 2024 la fin du démantèlement du bouchon couvercle cœur et le début des travaux de démantèlement du puit de cuve et de la cuve de sécurité.

La fin du démantèlement du réacteur Superphénix est planifiée 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. Le 26 septembre 2023, la centrale de Brennilis a obtenu son décret de « démantèlement complet », dont l'entrée en vigueur a été marquée notamment en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN et en novembre 2024 par l'obtention de la dernière autorisation ASN relatives aux nouvelles modalités de rejets et de prélèvements d'eau, ce qui permet d'engager le démantèlement du bloc réacteur, la démolition de l'enceinte et la réhabilitation du site attendue en 2041.

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 et 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 des combustibles usés 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 d'une 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 »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

En 2023, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 103 millions d'euros afin de tenir compte de la mise à jour des coûts des opérations de traitement du combustible usé.

En 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant de 22 millions d'euros relatifs au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

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 (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,22 % pour 2024. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2024 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux (2,3 % ; 3,6 %) ([2,2 % ; 3 %] à fin 2023) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,4 % ; 3,6 %] ([3 % ; 3,2 %] à fin 2023) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,22 % (3,35 % à fin 2023) 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.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2024		31/12/2023	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	24 849	16 211	18 998	12 657
Dont non liée au cycle d'exploitation	7 794	4 496	3 658	1 760
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 405	14 156	38 467	13 205
Aval du cycle nucléaire	65 254	30 367	57 465	25 862
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 154	13 510	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 313	5 711	8 832	5 417
Derniers cœurs	5 167	2 995	4 668	2 720
Déconstruction et derniers cœurs	39 634	22 216	36 835	21 139
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		52 583		47 001

* 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.

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 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT à fin 2024, dont il est attendu une baisse, ainsi que de celle des taux, courant 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, 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).

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon l'article D. 594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1^{er} 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 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR, s'établit à 2,72 % au 31 décembre 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2024 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,6 %.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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)	2024		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		Total
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans *	
Gestion des combustibles usés	12 589	12 260	24 849
Dont non liée au cycle d'exploitation	2 977	4 817	7 794
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 548	33 857	40 405
Aval du cycle nucléaire	19 137	46 117	65 254
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	623	24 531	25 154
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 854	5 459	9 313
Derniers cœurs	1 146	4 021	5 167
Déconstruction et derniers cœurs	5 623	34 011	39 634

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectuels (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 45 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 37 % et à 93 % 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 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2024	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion des combustibles usés	17 449	(314)	332	269	(285)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	(712)	795	543	(613)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	(588)	621		
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	(164)	175	164	(175)
• derniers cœurs	2 995	(97)	103		
TOTAL	53 821	(1 875)	2 026	976	(1 073)
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	38 507	(1 638)	1 777	833	(924)

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 (956)/993 millions d'euros dont 499/(523) 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 des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 et suivants du Code de l'environnement, modifiés par le décret du 22 novembre 2023 et complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020.

Depuis le décret du 1^{er} 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 fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

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 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 ».

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 29 juin 2018, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 29 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 41 % 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 seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère des actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2024, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 10 839 millions d'euros, dont 9 485 millions d'euros d'actifs de rendement.

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 FNG 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 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.

Les actifs de rendement incluent notamment les participations d'EDF dans CTE, Tenéga, Fjord1, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrilera Red de Gas (MRG), Glösel, Orange Concessions, Optimus Tower, 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, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Paroolog Invest, Encoore+Bergère).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024		31/12/2023	
		Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		7 585	9 485	6 956	8 657
Titres de participation (dont CTE) ⁽¹⁾	16.2	7 100	8 993	6 510	8 199
Fonds non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	496	503	443	455
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	(11)	(11)	3	3
Actifs de croissance		10 482	16 633	10 319	14 036
Actions - Parts d'OPC	16.5	9 783	15 995	9 730	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	698	699	588	589
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	1	(61)	1	55
Actifs de taux		13 908	14 202	13 972	14 192
Obligations	16.5	12 878	13 172	12 277	12 488
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	255	260	226	236
Portefeuille de Trésorerie	16.5	364	365	1 095	1 104
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest) ⁽²⁾	16.5	395	395	358	363
Instruments de trésorerie (Dérivés)	18 & 31	16	10	16	1
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS ⁽³⁾		31 975	40 320	31 247	36 885

(1) Dont participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE 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 1 844 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 257 millions d'euros au 31 décembre 2023) pour une valeur de réalisation de 1 857 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 280 millions d'euros au 31 décembre 2023). Au 31 décembre 2024, les fonds de dette senior non cotée sont désormais détenus par EDF Invest.

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 36 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 2024 ainsi qu'au 31 décembre 2023.

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 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7 %. 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 2024.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2023, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 496	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	18 419
Provisions derniers coûts - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	634	605
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	38 507	33 989

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2024

L'année 2024 a été marquée pour la deuxième année consécutive par une forte performance des marchés actions, notamment américains. La croissance économique aux États-Unis a surpris par sa vigueur tout au long de l'année et l'environnement économique est resté particulièrement bien orienté, toujours porté par les services en général et les investissements dans l'intelligence artificielle. Le résultat des élections présidentielles américaines a eu des effets positifs sur les marchés en fin d'année 2024 (attentes de baisse des impôts, déréglementation), malgré les effets potentiellement défavorables sur l'inflation, et la faible visibilité que cela entraîne sur l'évolution de la politique monétaire de la Fed. À l'inverse, la croissance économique est restée atone en Europe.

La divergence économique États-Unis/Europe s'est particulièrement reflétée dans la performance en 2024, avec une nette surperformance des actions américaines. Il en résulte une concentration accrue des indices sur les actions américaines, sur le secteur de la technologie et sur certains noms spécifiques (Magnificent Seven).

Le portefeuille actions cotées a progressé de 21,67 % en 2024. Dans le détail, la performance nette en euro s'est élevée à 26,93 % sur les actions d'Amérique du Nord, 6,58 % en Europe, 19,78 % au Japon, et 15,08 % dans les pays émergents.

Les obligations cotées ont progressé de 4,30 % en 2024. Le portefeuille a bénéficié de la gestion tactique de la sensibilité taux, ainsi que des bonnes performances du crédit en général. Le portefeuille obligataire Souverain a enregistré une performance de 2,48 %, le portefeuille d'obligations indexées sur l'inflation de 0,37 %, le portefeuille Crédit EUR investment grade de 5,99 %, et le crédit high yield court terme de 5,02 %.

En 2024, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans les infrastructures, l'immobilier (logistique, bureaux) et les fonds d'investissement de private equity et de private debt.

Au premier semestre 2024, EDF Invest a finalisé l'acquisition à hauteur de 50 % d'entrepôts logistiques situés en Suède (Nordic Logistic), et, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1. Au second semestre 2024, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Parcolog Invest, un portefeuille d'entrepôts logistiques situés en France, acquis 49 % des titres d'une SCI détenant des actifs de bureau à Paris IX^e arrondissement et pris une participation de 40,1 % dans un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur de tours télécoms Optimus Tower en Autriche.

Au 31 décembre 2024, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 462 millions d'euros dont 879 millions d'euros dans le résultat financier et 583 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (958 millions d'euros), des reprises de dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution favorable des marchés financiers (41 millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (583 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.

6.

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 SA 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 durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail - maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (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 du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1^{er} septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux...).

ENGAGEMENTS LIÉS AU MAINTIEN DES AVANTAGES SOCIAUX AUX PENSIONNÉS STATUTAIRES DU RÉGIME SPÉCIAL DES IEG ET DU RÉGIME GÉNÉRAL DE VIEILLESSE

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires d'EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires 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, 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. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statuaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (article 24, § 3 du Statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés 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).

ENGAGEMENTS LIÉS AU DÉPART À LA RETRAITE DES SALARIÉS STATUTAIRES DES IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

ENGAGEMENTS LIÉS À LA RECONNAISSANCE DE L'EXPOSITION À DES FACTEURS DE PÉNIBILITÉ DES SALARIÉS STATUTAIRES AFFILIÉS AU RÉGIME SPÉCIAL DE RETRAITE

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1^{er} janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1^{er} janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

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 :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		31/12/2024
	31/12/2023	Exploitation ^{(1) (4)}	Financières ⁽²⁾	Exploitation ^{(3) (4)}	Financières ⁽²⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	11 581	358	777	(591)	(397)	11 728
Avantages à long terme	954	108	31	(92)	-	1 001
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	12 535	466	808	(683)	(397)	12 729

(1) Dont 343 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 120 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 3 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.

(2) Dont (654) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (28) millions d'euros au titre des gains actuariels et (1) million d'euros au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés.

(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 comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2023	23 933	(9 780)	14 153	3	(1 621)	12 535
Charge nette de l'exercice 2024	1 151	(397)	754	1	93	848
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	1 089	(108)	981	-	(981)	-
Prestations versées	(1 085)	431	(654)	-	-	(654)
SOLDE AU 31/12/2024	25 088	(9 854)	15 234	4	(2 509)	12 729

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2024 s'élèvent à 1 089 millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'inflation pour (409) millions d'euros ;
- la variation des charges sociales liée à l'évolution des taux pour 4 millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 1 494 millions d'euros, principalement liée à l'évolution des rémunérations principales et la revalorisation des pensions.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Coût des services rendus de l'exercice	343	292
Charges d'intérêts (actualisation) ⁽¹⁾	808	914
Rendement escompté des actifs de couverture	(397)	(368)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	(6)	9
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	99	63
Coût des services passés droits acquis ⁽²⁾	-	232
Coût des services passés droits non acquis	1	2
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	848	1 144
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	437	598
Résultat financier	411	546

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 808 millions d'euros diminuent de (106) millions d'euros par rapport au 31 décembre 2023, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1^{er} janvier 2024 (3,4 %) et le 1^{er} janvier 2023 (3,9 %).

(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à 232 millions d'euros au 31 décembre 2023 (sans équivalent au 31 décembre 2024), conséquence de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.

(3) En 2024, le montant correspond aux dotations d'exploitation (466 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (28 millions d'euros) et au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés (7 million d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Dotations		Reprises		31/12/2024
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Retraites	7 535	210	601	(444)	(379)	7 523
Charges CNIEG	462	6	13	(16)	-	465
Avantages en nature énergie	2 633	75	115	(99)	-	2 724
Indemnités de fin de carrière	100	29	18	(8)	(18)	121
Autres	851	38	30	(24)	-	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	11 581	358	777	(591)	(397)	11 728

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	18 235	(9 416)	-	(1 296)	7 523
Charges CNIEG	385	-	-	80	465
Avantages en nature énergie	4 010	-	-	(1 286)	2 724
Indemnités de fin de carrière	532	(423)	3	9	121
Autres	925	(15)	1	(16)	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2024	24 087	(9 854)	4	(2 509)	11 728

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 838	(9 351)	-	(952)	7 535
Charges CNIÉG	380	-	-	82	462
Avantages en nature énergie	3 362	-	-	(729)	2 633
Indemnités de fin de carrière	522	(414)	3	(11)	100
Autres	877	(15)	-	(11)	851
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2023	22 979	(9 780)	3	(1 621)	11 581

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Dotations		Reprises		31/12/2024
		Exploitation	Financières	Exploitation		
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	805	99	26	(81)		849
Médailles du travail	132	7	5	(9)		135
Divers	17	2	-	(2)		17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	954	108	31	(92)		1 001

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 9 854 millions d'euros au 31 décembre 2024 (9 780 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution plus favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	9 854	9 780
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	9 416	9 351
dont en % :		
Actions	33 %	31 %
Obligations monétaires	65 %	67 %
Immobilier	2 %	2 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	423	414
dont en % :		
Actions	42 %	41 %
Obligations monétaires	58 %	59 %
Autres actifs de couverture	15	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 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,90 % au 31 décembre 2024 (2,00 % au 31 décembre 2023) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,38 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution au 31 décembre 2024 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 4,15 % pour 2024 (4,10 % pour 2023) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,41 % pour 2024 (4,27 % pour 2023).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

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 durée, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durées.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,40 % au 31 décembre 2024 (3,40 % au 31 décembre 2023).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,90 % (2,00 % au 31 décembre 2023).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,90 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche 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

(en millions d'euro)	Dotations			Reprises			31/12/2024
	31/12/2023	Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet	Autres	
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	52	52	-	(55)	(2)	-	47
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	286	8	-	-	(1)	(3)	290
• aux autres charges	490	10	31	(142)	(5)	10	384
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	818	70	31	(197)	(8)	7	721

Note 30 Passifs et actifs 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.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'événements passés et dont l'existence ne serait 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.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2024 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision. Par ailleurs, le ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société.

Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé 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.

Sept procédures au fond ont été initiées, 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 Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, 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 Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023, a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la Cour d'appel de Paris est prévue le 20 mars 2025.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont 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. Ainsi, un contrôle URSSAF relatif aux années 2020 à 2022 s'est achevé sur 2023. Les conclusions du redressement reçues en 2024 ont été traduites dans les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2024.

Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023 pour statuer sur les pratiques anticoncurrentielles dénoncées par E-Pango. E-Pango a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris s'est déroulée le 27 mai 2024 au cours de laquelle EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n° 22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

Contrats de consultants – Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. À la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglio, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

À l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglio une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Par jugement rendu le 30 septembre, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus.

Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1^{er} août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne (voir note 8). Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

Note 31 Dettes

[en millions d'euros]	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2024	Montant brut au 31/12/2023
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 038	11 474	43 282	56 794	51 414
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	1 032	7 754	814	9 600	15 143
Autres emprunts	3 558	5	-	3 563	8 600
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	1	3	25	29	34
• autres dettes	3 178	541	1	3 720	5 472
Dettes financières (voir note 32)	9 807	19 777	44 122	73 706	80 663
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	2 924	-	-	2 924	2 520
Dettes fournisseurs et comptes rattachés ⁽²⁾	9 209	-	62	9 271	10 037
Dettes fiscales et sociales ⁽³⁾	9 072	-	-	9 072	7 625
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 629	18	-	2 647	2 520
Comptes créditeurs ⁽⁴⁾	26 786	-	3 377	30 163	33 536
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	47 696	18	3 439	51 153	53 718
Instruments de trésorerie ⁽⁵⁾	2 376	461	459	3 296	2 913
Produits constatés d'avance ⁽⁶⁾	489	1 024	1 627	3 140	3 367
TOTAL DETTES	63 292	21 280	49 647	134 219	143 181

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensuels particuliers et professionnels pour 2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(2) La baisse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading résultant d'une baisse des volumes achetés induite par une amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.7).

(3) Au 31 décembre 2024, l'augmentation des dettes fiscales et sociales est corrélée principalement à la hausse de la TVA collectée sur le chiffre d'affaires. Ce poste inclut également un montant de 1 008 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (49 millions d'euros au 31 décembre 2023) en lien avec l'application progressive, à partir du 1^{er} février 2024, des tarifs de 20,5 €/MWh pour les professionnels et de 21 €/MWh pour les particuliers, contre des tarifs de 0,5 €/MWh et de 1 €/MWh au 1^{er} février 2023.

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales. La position au 31 décembre 2024 intègre un montant de 93 millions d'euros au titre d'un tirage sur une ligne de crédit transférée au passif du bilan d'EDF à l'occasion de la transmission universelle de patrimoine d'Arabelle Holding (voir note 2.1.6). Au 31 décembre 2023, les comptes créditeurs comprenaient également une dette de 2 030 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une créance de 792 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 18 renvoi (2)).

(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 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 163 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(6) Au 31 décembre 2024, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 137 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Ils intègrent également le solde de 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 (24 ans).

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.

Note 32 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.

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)	31/12/2023	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2024
Emprunts en euros	492	-	-	-	-	492
Emprunts en devises	14 371	2 645	-	820	-	17 836
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 423	3 100	(2 492)	-	-	21 031
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	16 128	931	(426)	802	-	17 435
Emprunts obligataires ⁽¹⁾	51 414	6 676	(2 918)	1 622	-	56 794
Emprunts long terme en euros	13 457	5 450	(10 895)	-	-	8 012
Emprunts long terme en devises	1 686	1 531	(1 704)	75	-	1 588
Emprunts court terme en euros	-	-	-	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit ⁽²⁾	15 143	6 981	(12 599)	75	-	9 600
Titres de créances négociables en euros	5 049	-	(2 068)	-	-	2 981
Titres de créances négociables en devises	-	3	-	7	-	10
Emprunts contractuels à caractère financier	3 551	2 943	(5 922)	-	-	572
Autres emprunts ⁽³⁾	8 600	2 946	(7 990)	7	-	3 563
Total emprunts	75 157	16 603	(23 507)	1 704	-	69 957
Avances sur consommation	34	-	-	-	(5)	29
Autres dettes financières diverses	3 557	54	(3 812)	9	2 846	2 654 ⁽⁴⁾
Comptes bancaires créditeurs	799	-	-	-	(740)	59
Débits bancaires différés	24	-	-	-	(7)	17
Intérêts à payer	1 092	-	-	-	(302)	990
Total autres dettes financières diverses	5 472	54	(3 812)	9	1 997	3 720
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	80 663	16 657	(27 319)	1 713	1 992	73 706

(1) L'augmentation du poste résulte principalement des émissions d'obligations senior multi-tranches pour un montant global de 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 918) millions d'euros et un effet change pour un montant de 1 622 millions d'euros.

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (12,6) milliards d'euros compensé partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 7 milliards d'euros (voir note 2.2.3).

(3) La variation s'explique par (2 058) millions d'euros résultant de remboursements de TCN nets d'émission (contre une variation de (5 638) millions d'euros en 2023) et (2 979) millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie décaissée.

(4) Elles comprennent principalement 1 250 millions d'euros (au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2025 sur la souche en euros de janvier 2013) faisant suite au reclassement opéré par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir notes 2.2.4 et 2.3). Elles intègrent également un montant de 820 millions d'euros (2 551 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires principalement à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achat. Elles comprennent enfin 345 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 19 renvoi (2)) ainsi que 98 millions d'euros portant sur des programmes d'actifage.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

32.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette		En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		33 089	100 %	47 %			30 846	100 %	91 %
CAD	1 250	836	2 %	1 %	(1 250)	(836)	-	-	-
CHF	785	834	2 %	1 %	(785)	(834)	-	-	-
GBP	8 534	10 292	28 %	15 %	(3 549)	(4 280)	4 985	6 012	100 %
HKD	2 416	299	1 %	-	(2 416)	(299)	-	-	-
JPY	205 800	1 262	4 %	2 %	(205 800)	(1 262)	-	-	-
NOK	1 000	85	-	-	(1 000)	(85)	-	-	-
USD	24 165	23 260	63 %	34 %	(24 155)	(23 250)	10	10	-
Total II - Autres devises		36 868	100 %	53 %			(30 846)	100 %	9 %
TOTAL I+II		69 957		100 %			-	69 957	100 %

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 34.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

32.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	%	%		Montants	%	%
		31/12/2024	31/12/2023			31/12/2024	31/12/2023
Emprunts Long Terme et EMTN	58 825			(25 803)	33 022		
Emprunts Court Terme	2 988			-	2 988		
Dette à taux fixe	61 813	88 %	81 %	(25 803)	36 010	51 %	48 %
Emprunts Long Terme et EMTN	7 579			25 803	33 382		
Emprunts Court Terme	565			-	565		
Dette à taux variable	8 144	12 %	19 %	25 803	33 947	49 %	52 %
TOTAL	69 957	100 %	100 %	-	69 957	100 %	100 %

Note 33 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2024 un gain latent de change de 260 millions d'euros (310 millions d'euros au 31 décembre 2023) dont 137 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en livres sterling intégralement couverts par des cross currency swaps et 54 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en dollars intégralement couverts par des cross currency swaps.

Autres informations

Note 34 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 1^{er} janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1^{er} janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

34.1 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.

(en millions d'euros)	31/12/2024		31/12/2023	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	-	-	-	-
Swaps de taux long terme				
EUR	27 557	27 557	19 677	19 677
USD	8 416	8 416	5 801	5 801
GBP	6 557	6 557	3 556	3 556
CAD	850	850	341	341
Sous-total	43 380	43 380	29 375	29 375
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	47 517	39 254	48 176	40 688
USD	18 220	22 790	24 546	26 657
GBP	16 446	18 047	12 951	16 481
BRL	716	716	566	566
CNY	660	653	997	991
CHF	525	860	468	713
ILS	372	372	382	382
CAD	361	608	209	412
JPY	255	1 068	188	1 201
PLN	194	236	208	256
MXN	175	175	162	162
AUD	82	219	-	-
SEK	39	112	-	-
NOK	-	7	329	329
Autres	256	256	282	387
Swaps de capitaux long terme				
USD	26 396	1 721	21 648	1 871
GBP	18 967	3 990	18 632	2 897
EUR	7 769	49 055	4 294	42 481
JPY	1 560	71	1 235	51
CAD	1 324	-	683	-
CHF	803	-	945	-
HKD	258	-	280	-
NOK	122	-	89	-
ILS	46	46	65	65
PLN	-	57	-	31
Sous-total	143 063	140 313	137 335	136 621
3 - Swaps de titrisation	-	-	-	-
4 - Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	186 443	183 693	166 710	165 996
5 - Swaps sur matières premières				
Produits pétroliers (en milliers de barils)	4 720	4 720	4 616	4 616
Produits électricité (en TWh)	57	133	24	38

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 2024 (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.

34.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euro)	2024	2023
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	318	294
Instruments de change	401	161
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	54	128
Instruments de change	(104)	(42)

*Y compris les intérêts sur les swaps.

34.3 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 2024 calculée par l'entreprise, figure ci-dessous :

(en millions d'euro)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• Swaps de taux, caps et floors	114	191
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	171	348
• Cross Currency Swaps	2 282	1 988
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits électricité	-	143
• Produits pétroliers	-	(7)
TOTAL	2 567	2 663

6.

Note 35 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2024, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euro)	Échéances				31/12/2024	31/12/2023
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	20 002	24 705	13 568	13 922	72 197	59 205
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 734	16 979	13 166	12 473	50 352	41 217
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 654	11 833	10 209	10 705	36 401	31 424
• Autres engagements liés à l'exploitation	4 080	5 146	2 957	1 768	13 951	9 793
Engagements liés aux opérations d'investissement	4 540	3 779	402	24	8 745	7 610
Engagements liés aux opérations de financement	7 728	3 947	-	1 425	13 100	10 378
Engagements hors bilan reçus	3 983	12 778	2 624	303	19 688	16 751
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 333	1 584	2 624	303	5 844	2 514
Engagements liés aux opérations d'investissement	16	6	-	-	22	46
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 188	-	-	13 822	14 191

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

35.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances					31/12/2024	31/12/2023
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans			
Achats d'électricité et services associés	1 094	4 619	5 424	8 877		20 014	16 405
Achats de combustible nucléaire	2 560	7 214	4 785	1 828		16 387	15 019
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 654	11 833	10 209	10 705		36 401	31 424

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.

L'évolution sur l'année est due principalement à une augmentation des volumes d'engagements d'achats chez EDF (SEI) du fait de nouveaux contrats.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 48 TWh pour l'exercice 2024 (50 TWh pour 2023), dont 5 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2023), 20 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2023), 15 TWh au titre du photovoltaïque (14 TWh pour 2023) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2023).

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.

35.1.1 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.

35.1.2 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.

Par ailleurs, l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024 (voir note 2.16.) a conduit EDF SA à accorder des engagements donnés au 31 décembre 2024 pour 3 148 millions d'euros portant sur des garanties maison-mère et des garanties bancaires accordées.

De façon symétrique, EDF SA a reçu 3 148 millions d'euros d'engagements en réciprocité de la part du sous-groupe Arabelle (voir note 35.2.1), exerçables dans le cas où EDF SA viendrait à être appelée en responsabilité.

35.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

35.1.4 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 Energy pour 4 365 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC. Elle est partiellement compensée par la baisse des engagements chez EDF Renouvelables pour (1 573) millions d'euros dans le cadre du financement de ses activités.

35.2 Engagements reçus

35.2.1 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 et l'accord de licence de brevets et de savoir-faire pour le projet NUWARD SMR entre EDF et NUWARD ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance ;
- des engagements liés à l'acquisition du sous-groupe Arabelle en réciprocité des engagements donnés liés à l'exploitation (voir notes 2.16 et 35.1.2).

35.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

35.3 Autres natures d'engagements

35.3.1 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 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 120 TWh depuis la loi du 16 août 2022.

35.3.2 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 0,5 milliard 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 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes 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.

En 2023, EDF a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis sur la période 2024-2036, auprès d'Edison pour 12,36 milliards de mètres cubes.

6.

Note 36 Informations concernant les entreprises et parties liées

36.1 Relations avec l'État

À la suite de la mise en œuvre du retrait obligatoire le 8 juin 2023 et au rachat des actions propres, l'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2024. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines

procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

36.2 Relations avec ENGIE

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, et suite à l'adoption de l'article 96 de la loi de finances pour 2022, le décret n° 2023-554 du 30 juin 2023 portant modification simplifiée de la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse fixe la fin d'exploitation des réseaux de Gaz de Pétrole Liquéfié au 31 décembre 2038 et organise la fin progressive des usages à partir de 2024.

Par ailleurs un décret n° 2023-872 du 12 septembre 2023 acte les modalités de prise en charge partielle par l'État des coûts associés à la conversion des usages de Gaz de Pétrole Liquéfié à l'électricité ou aux énergies renouvelables. Les appels d'offres des concessions des villes d'Ajaccio et de Bastia ont été relancés après avoir été déclarés infructueux. Les réponses à appel d'offres par ENGIE sont en cours pour une attribution d'ici l'été 2025.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024

À ce stade, ces évolutions sont sans impact pour EDF mais une fois le renouvellement des concessions acté, EDF sera sollicitée pour travailler sur quelques secteurs tests afin de déterminer le planning d'abandon progressif du GPL sur les 15 prochaines années. À terme, la perspective

d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessiteront des investissements de renforcement des réseaux de distribution d'électricité.

36.3 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.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 26.

Note 37 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 2023 et 2024 se décompose comme suit :

(en euros)	2024	2023
Luc REMONT, Président-Directeur Général ⁽¹⁾	450 000	450 000
Administrateurs ⁽²⁾	700 300 ⁽³⁾	530 163

(1) Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2024 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Luc REMONT à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2024, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour le mandat de Président-Directeur Général pour l'exercice 2023. Le Président-Directeur Général n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2024.

(2) L'Assemblée générale du 11 juin 2024, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, a décidé de fixer à 675 050 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L. 225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2024. L'Assemblée générale réunie le 29 juin 2023 avait approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle de 460 000 euros à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat et un supplément de rémunération de 90 000 euros en raison de leur participation à un groupe de travail et à un comité ad hoc du Conseil.

(3) Ce montant inclut les rémunérations versées aux administrateurs :

- en février 2024, un montant total de 345 000 euros, correspondant à la moitié de la part fixe au titre de l'année 2023 (premier semestre 2023) et à leur part variable annuelle 2023 ;

- et en juillet 2024, un montant total de 355 300 euros, correspondant à la rémunération au titre du premier semestre 2024, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) et, un supplément de rémunération d'un montant de 79 000 euros alloués à certains administrateurs au titre de leur participation au groupe de travail sur le Projet d'entreprise.

Note 38 Événements postérieurs à la clôture

Hormis les points précisés ci-dessous, aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.4, 3.1.14, 30.

38.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 500 millions de dollars U.S. d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans avec un coupon variable de SOFR + 1,15 %.

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4 gCO₂/kWh.

Le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le Taipei Exchange et l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars U.S.

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 1,9 milliard de dollars U.S. en trois tranches d'obligations senior :

- Obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,750 % ;
- Obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,375 % ;
- émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,000 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations USD est intervenu le 13 janvier 2025, date à laquelle les Obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

38.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling

Le 24 janvier 2025, EDF a levé 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires existantes :

- émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 dédiées au financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires en France d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,750 % ;
- émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 dédiées au financement de projets d'énergies renouvelables et hydroélectriques d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 dédiées au financement des investissements réalisés pour la construction du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations est intervenu le 31 janvier 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations.

38.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars canadiens (CAD)

Le 30 janvier 2025, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens en deux tranches d'Obligations vertes senior :

- Obligations CAD Vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,573 % ;
- Obligations CAD Vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,231 %.

Un montant égal au produit net d'émission des Obligations CAD Vertes a été alloué à des investissements définis dans le Green Financing Framework d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet ainsi à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations CAD vertes est intervenu le 6 février 2025.

6.

2【主な資産・負債及び収支の内容】

前掲の連結財務書類に対する注記を参照。

3【その他】

(1) 後発事象

後発事象の詳細な記述については、本書「第3 4 (3) ⑦決算終了までの後発事象」、「第3 4 (3) ⑧決算終了後の後発事象」および「第3 4 (3) ⑨後発事象」ならびに2024年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記24および個別財務書類の注記38を参照。

(2) 訴訟

本項は、2024年度の連結財務書類の注記21「偶発債務および資産」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日から2025年3月27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2024年12月31日現在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。

CRE／REMITによる調査

2017年12月14日、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets Limitedがエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2017年1月1日から2018年6月30日までの間に行ったことが有罪となるかについて判断を行うための調査を実施した。CREは、EDFに対し、2023年4月14日付の書簡にて、本件を紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDis）に付託した旨の通知を行った。この措置は、手続の結果を予断するものではない。

発電所に関してNGOおよび団体が行政許可に対して行った申立て

当グループの発電所に関するいくつかの許認可（ASNによる決定、県による決定、政令、命令等）は、訴訟の対象となっており、それらは主に環境団体によって提起される。

2022年4月から12月までの期間中に1MWh当たり46.20ユーロ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、EDFが2022年4月1日から12月31日までの期間中に1MWh当たり46.20ユーロの価格で20TWhの追加容量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つの省令によって定められている。

この措置全般は当社に極めて大きな不利益をもたらしたため、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付随する決定の取消しを求める要請を行った。2か月以内にフランス政府から回答がなかったことを受けて、EDFは、2022年8月9日に国務院に対し、命令および決定に対するフランス政府の越権行為があったとして申立てを行った。国務院は、2023年2月3日にEDFの訴えを棄却する判決を下した。

並行してEDFは、首相に対して、かかる政府措置の実施に起因する不利益（2022年6月30日時点で推定8.34十億ユーロ）に対する補償を求める予備的な請求を送付した。2か月以内にフランス政府からの回答がなかったことから、黙示的な棄却であるとみなされ、EDFは、2022年10月27日にパリ行政裁判所に対して、この政府措置に起因して被った不利益についてフランス政府からの完全な補償を求める申立てを行った。かかる手続は現在進行中である。

Framatome

南アフリカのクーバーク原子力発電所の原子炉の1号機および2号機の蒸気発生器の交換に関する契約に関連して、Framatome SASとEskom Holding SOC Limited (Eskom) の間で仲裁手続が進行中である。この紛争は、とりわけ、Eskomの責に帰すべき遅延により蒸気発生器の交換が延期されたことによるFramatomeおよびその下請業者への影響に関するものである。

EDFの供給業者に関する訴え

2023年4月にEDFは、Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre（工業用鑄造部品の専門製造業者）の行為、特にベルレモン工場におけるデータの改ざんまたは申告漏れの疑いに関して、アヴェーヌ・シュル・エルブ裁判所の検察官による予備調査が開始される旨の通知を受けた。

さらに、2024年2月8日および9日に原子力安全当局によって実施された調査を受けて、Hachette & Drioutはプレスリリースを発表し、原子力産業向けに製造された部品に関して、内部監査の過程で特定された複数の不規則性を報告した。

EDFの下請業者および供給業者の一部は、既存の原子力発電所設備の設置または新たな設備の建設のためのEDF向けの部品（部品、機器または機器の部品）の製造に、これらの2社を利用していた。

このことからEDFは、アクセス可能な構成部分に関する潜在的な不規則性を特定し、その影響を評価するための分析を実施している。

現在進行中の分析と並行して、EDFは、2件の苦情を1件は2024年1月24日に、もう1件は2024年7月29日に申し立てた。

またEDFは、すべての契約保持者に対し、契約の履行の際には特に注意を払うよう要請した。

4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

a. 日本の会計原則とIFRSとの相違

EDFグループの2024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、2024年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準において規定された表示、認識および測定に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である（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日本の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等）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。

- 当該企業に対する支配力を有している。
- 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支配力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、被支配会社（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、投資者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持分変動計算書上、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」ならびに純利益および資本直入損益計算書の「純利益および資本直入損益」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して表示される。

(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測定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、取得した子会社の資産および負債は結合日時点の公正価値により測定され、非支配持分は当該子会社の正味公正価値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。この選択は取引ごとに行われる。

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認識される。

(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号に準拠した認識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、資本に認識される。

日本の会計原則においても、取得関連費用はIFRSと類似した方法で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定期的に償却することが要求されている。のれんの未償却残高は、減損処理の対象となる。

(3) 異常損益項目の分類

IFRSでは「異常損益項目」という概念は存在しない。

日本の会計原則では、異常損益項目は、臨時的かつ金額的に重要な損益項目、すなわち、特別損益項目として定義されている。かかる項目には、固定資産売却損益、売買目的以外に分類される投資有価証券の売却損益、前期損益修正損益、災害による損失等が含まれるが、これに限らない。

(4) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した会計期間に費用として認識される。IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

日本の会計原則では、「研究開発費等に係る会計基準」により、研究開発費はすべて発生時に費用処理することが求められている。ただし、この会計基準は、企業結合により取得した研究開発に係る資産を含む特定の項目には適用されない。

(5) 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または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。

日本の会計原則では、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) 借手としてのリース契約の認識

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用权資産（「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用权資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の追加借入利率が使用される。この利率は、EDFのゼロ・クーポン債金利を基礎とし、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、リース契約期間および当該子会社の信用リスクについて調整したものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用权資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、IFRS第16号により認められた2つの免除規定の適用を決定したため、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

日本の会計原則では、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、解約不能の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。

なお、日本においては、2024年9月13日に企業会計基準第34号「リースに関する会計基準」が公表された。当該基準では、IFRSと同様に、借手のリース取引をファイナンス・リースまたはオペレーティング・リースに分類するのではなく、借手のすべてのリース取引について使用权資産およびリース負債が計上され、使用权資産から減価償却費が、リース負債から利息費用が計上されることになる。当該基準は、2027年4月1日以降開始する事業年度から適用され、早期適用も認められている。

(6) 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処分コスト控除後の公正価値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。過去の期間に認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損損失がもはや存在しなくなったかまたは減少している場合に、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。

(7) 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。

日本の会計原則では、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、公共施設等運営事業における運営権者の会計処理が定められており、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が求められている。

(8) 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取得原価から減額されるか、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、補助金を受け取った期に損益計算書上の利益として認識するとともに、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。

(9) 金融商品

(a) 分類および測定

IFRS第9号「金融商品」では、金融資産およ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およ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・フローを回収するために金融資産を保有することを目的とする事業モデルの中で保有され、当該金融資産の契約条件により、元本およ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、当該金融資産の契約条件により、元本およ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、売買目的保有または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およ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または大幅に低減する等の一定の要件を満たす場合、当初認識時に金融資産およ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）。

日本の会計原則では、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」に従い、金融資産および金融負債は以下のよう

- ・ 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、取得原価また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、子会社株式およ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、または
 - b) 個々の証券について、時価が取得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。
- ・ 貸付金および債権は、取得原価また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または高い価格で発行した場合等、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。

日本の会計原則では、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適格なヘッジ対象のみで構成されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、その開始時に、公式に指定され文書化されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、特にヘッジ比率に関し、ヘッジ有効性の要件を満たさなければならない。

キャッシュ・フロー・ヘッジの場合、ヘッジ対象である予定取引の発生可能性が非常に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、認識されている資産もしくは負債または資産の購入・売却に関する未認識の確定約定の公正価値の変動に対する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。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（外国為替リスクおよび金利リスク）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、認識されている資産もしくは負債または発生可能性が非常に高い予定取引に係るキャッシュ・フローの変動に対するエクスポージャーをヘッジする。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資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで資本に認識されていた金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクリングされるか、または取得した資産の価額の修正として処理される。

・ 純投資ヘッジ

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に対するエクスポージャーをヘッジする。ヘッジの公正価値変動累計額のうちの有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで資本に計上され、売却または清算時に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、原則として、繰延ヘッジ会計が適用され、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象（相場変動等による損失の可能性のある資産または負債で、予定取引により発生が見込まれる資産または負債も含まれる。）に係る損益が認識されるまで純資産の部にお

いて繰り延べる。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のヘッジに関しては、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、一定の合成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すべて、「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もられている。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、回復する見込みがあると認められる場合を除き、時価をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損失として処理（減損処理）しなければならない。時価が50%程度以上下落した場合は著しく下落したときに該当する。また、回復する見込みがあると認められるときは、株式の場合は期末日後概ね1年以内に時価が取得原価にほぼ近い水準まで回復する見込みがあることをいう。債券の場合は市場金利や信用リスク等の要因を考慮して回復する見込みについて判断する必要がある。減損の戻入は認められない。

(d) 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、ならびに金融負債、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。

日本の会計原則では、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。

(10) 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。

- ・ リサイクルリングを伴う資本計上損益の構成項目。
- ・ リサイクルリングを伴わない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。

(11) 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、建設または生産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取得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、意図した使用または販売が可能になるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されていない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(12) 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等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。

(13) 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義務（法的または推定的）がある場合。
- ・ 当該義務を決済するために、経済的便益を有する資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
- ・ 当該義務の金額について信頼性のある見積りができる場合。

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を要求する引当金全般に関する会計基準は存在しない。

(14) 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、当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繰延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を每期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたっては合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。また、日本の会計原則では、期待運用収益は、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) 有給休暇引当金

IFRSでは有給休暇に係る引当金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金の認識は要求されていない。

(15) 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。

日本の会計原則では、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」およびその適用指針等に従って会計処理される。

(16) 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全額認識され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本の会計原則では、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。

(17) 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資産および負債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。

(18) 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「法人所得税の税務処理に関する不確実性」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、ケースごとに見積もられ、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。

日本の会計原則では、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、住民税およ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および還付税額、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およ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および還付税額は、法人税、地方法人税、住民税および事業税（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(4)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(6)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評価される。上場有価証券の現在価値は、事業年度の最終月の株式市場の平均株価に等しい。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

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差額は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される。）。

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およびブランコンタブルジェネラル第324-1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およ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(13)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（未実現損失に対する引当金は金融損益に計上される。）。

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】

該当事項なし。

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 2023年1月1日 至 2023年12月31日)	2024年6月21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 2024年1月1日 至 2024年6月30日)	2024年9月10日関東財務局長に提出
(ハ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の5第4項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)	2025年6月13日関東財務局長に提出
(ニ) 発行登録追補書類 発行登録追補書類およびその添付書類	2024年10月18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 2024

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 consolidés de la société Electricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, 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 des risques et de l'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 2024 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.821-53 et R.821-180 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 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés. 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, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux 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, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1 de l'annexe aux comptes consolidés).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 37 712 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

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, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées 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 risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- Des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés, 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 et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue 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 et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de 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 de 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.

mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation

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 2024, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 7 108 millions d'euros et de 120 667 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du groupe.

Les notes 1.3.4.4 et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés décrivent les méthodologies retenues pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur et les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés décrit également la manière dont les enjeux climatiques sont pris en compte dans les tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT. Ils sont réalisés chaque année pour les UGT ou groupes d'UGT comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond généralement, pour ces UGT ou groupes d'UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection de flux de trésorerie futurs actualisés. Ces tests ont donné lieu, comme indiqué dans la note 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 1 835 millions d'euros en 2024, dont 1 116 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC) et 70 millions d'euros au titre du goodwill d'EDF Energy.

Nous avons considéré que l'évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation en France et au Royaume-Uni constitue un point clé de l'audit compte tenu :

- De leur importance au regard du bilan consolidé du groupe. Ils sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable respectivement de 3 723 millions d'euros et 92 957 millions d'euros ;
- De la sensibilité des évaluations retenues aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles notamment en termes d'évolution des politiques de décarbonation et d'efficacité énergétique et des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction ;

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Examiner la détermination des UGT ou groupes d'UGT au niveau desquels les tests de dépréciation des goodwill et actifs incorporels et corporels sont réalisés ;
- Corroborer l'existence des indicateurs de perte de valeur ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécier le caractère approprié du modèle de valorisation avec l'aide de nos spécialistes internes en valorisation ;
- Vérifier, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondent à celles préparées aux bornes des actifs compris dans ces UGT et qu'elles sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme du Groupe pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par le Groupe, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- Examiner, par entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des experts de l'énergie et en vérifiant la cohérence avec les objectifs européens en matière de décarbonation ;
- S'agissant de l'actif nucléaire en cours de construction HPC, apprécier le caractère approprié du calendrier du projet et l'estimation du coût de construction tels que retenus pour le test au regard des réalisations de la période. Nous avons notamment conduit des entretiens avec la direction du programme et la direction du groupe afin d'apprécier la gouvernance et le processus mis en œuvre et de prendre connaissance des événements et réalisations de la période, ainsi que la mise à jour de l'analyse des risques opérationnels
- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur

- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;

- Comparer la valeur des actifs testés avec les données issues de la comptabilité ;
- Contrôler l'exactitude arithmétique des tests de dépréciation.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.3.4.4, et 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

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 6 151 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ils intègrent un montant de 4 733 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022. Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés, 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 2024, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du groupe de reconnaissance des impôts différés actifs. 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 bienfondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.	Nos travaux ont consisté principalement, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit, 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 ; ● Prendre connaissance du processus d'élaboration du budget 2025 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2026-2027 établi par la Direction et présenté au Conseil d'Administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ; ● Apprécier la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2028 ; ● Comparer 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 ; ● Prendre connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ; ● Apprécier le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe aux comptes consolidés.

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.

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.

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 par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ème année.

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 des risques et de l'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.821-55 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 des risques et de l'audit

Nous remettons au Comité des risques et de l'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 des risques et de l'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 des risques et de l'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.821-27 à L.821-34 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 des risques et de l'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA

PricewaterhouseCoopers Audit

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

(※) 上記は、監査報告書の原本に記載された事項を電子化したものであり、その原本は本書提出会社が別途保管しております。

[次へ](#)

連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書（訳文）

これは、フランス語で発行された会社の連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書の日本語への翻訳であり、日本語圏の利用者の便宜のためにのみ提供されている。この法定監査人の監査報告書には、法定監査人の選任に関する情報や経営報告書に記載されたグループに関する情報の検証など、欧州規制およびフランス法で要求される情報が含まれている。この報告書は、フランス法およびフランスで適用される専門的監査基準と併せて読まれ、それらに従って解釈される必要がある。

2024年12月31日終了年度

フランス電力株式会社の株主総会御中：

意見

貴株主総会から委託された業務を遂行し、私たちは、フランス電力株式会社（Electricité de France S.A.、以下、「EDF」、「会社」、または「グループ」という。）の2024年12月31日終了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2024年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日終了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。

ここに表明した意見は、リスク・監査委員会に対する私たちの報告書の内容と整合している。

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、2024年1月1日から本報告書発行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)条により禁止されている非監査サービスは提供しなかった。

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するフランス商法第L.821-53条および第R.821-180条の規定に従い、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
2024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53,821百万ユーロであり、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31,605百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する22,216百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、連結財務諸表に対する注記1.3.4.2および15.1に記載されている規制状況に依拠する。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。 計算モデルは更新され、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、廃炉プロセスの実施、使用済燃料の管理、放射性廃棄物の処分および貯蔵プロセスによる影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。これらの仮定はまた、インフレおよび割引という主要な財務パラメータの変更を踏まえている。毎期と同様に、当期に発生した費用および使用した燃料もまた、引当金の変動に反映されている。	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た。私たちは、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上の解決策について把握した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の要件に対する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、発生した費用と関連づけた作業の進捗度、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。 私たちの作業はまた、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を踏まえた、予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローの業界シナリオとの整合性、ならびに入手可能な調査結果および見積価格との整合性の検証にも及んだ。 私たちはまた、以下の妥当性を評価した。

また、放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付の法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定に準拠して、会社には長期債務を履行する財源を確保するための「専用」資産を構築することが求められる。当該法律は、専用資産の実現可能価額が、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貯蔵に関連する会社の義務の履行に必要な金額を上回らなくてはならないことを定めている（連結財務諸表に対する注記1.3.4.5、15.1.2および18.1）。

専用資産には以下が含まれる。（i）CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成される利回り資産、（ii）上場株式ファンドおよび非上場株式ファンドから構成される成長資産、（iii）上場債券または上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成される確定利付資産。

当該専用資産の実現可能価額は、2024年12月31日現在40,320百万ユーロである（正味帳簿価額は37,712百万ユーロ）。

私たちは、原子力発電関連引当金および専用資産の評価が、以下の理由から監査上の主要な検討事項であると判断した。

- 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、廃棄物の貯蔵コスト、不確実性等のリスク、インフレ率、長期割引率、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および業界シナリオの感応度。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引き上げ、専用資産の実現可能価額の減少、または専用資産に対する原子力引当金の規制上の引当率の変動があった場合に、会社の財政状態に与えるマイナスの影響（専用資産を増額するための資金の動員）。

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に起因する不確実性を含んでいることが明記される。

- プロジェクトの成熟度、実施された廃炉技術の制御の度合いおよび識別された特定の実施リスクを考慮するために引当金に反映される、不確実性およびリスクに係るマージン。
- 他の原子力発電所への応用に向けた、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、ならびに2021年以降のフェッセンハイム原子力発電所の原子炉解体準備から得たフィードバック。

連結財務諸表に対する注記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た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および専門知識に基づく文書と照合した。

専用資産について、私たちは、連結財務諸表に対する注記15.1.2.4に開示されたその実現可能価額を、入手可能な預託明細証書、および会社から委託を受けた外部専門家による評価と照合し、これらの評価を私たちの専門家と協力して査閲した。

最後に、私たちは、引当金算定に関する情報と連結財務諸表との整合性、ならびに注記に開示された情報の妥当性、特に原子力引当金評価のマクロ経済および技術に関する仮定の変動に対する感応度を検証した（連結財務諸表に対する注記15.1.1.5）。

発電と供給業務で使用されたのれん、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

2024年12月31日現在、のれんならびに無形資産および有形固定資産（委譲運営資産を除く。）は、それぞれ正味帳簿価額7,108百万ユーロと120,667百万ユーロで貸借対照表に計上されており、グループの連結財務諸表において重要な金額に相当する。

連結財務諸表に対する注記1.3.4.4および10.7に、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された方法、および減損テストの実施方法が記載されている。また、連結財務諸表に対する注記20.2.2には、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も記載されている。当該テストおよび回収可能価額の算定は、資金生成単位（CGU）またはCGUグループのレベルで実施される。当該テストは毎年、有効期間が確定できない無形資産またはのれんを含むCGUまたはCGUグループにつき実施される。回収可能価額は、これらのCGUまたはCGUグループの大半については、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。これらのテストの結果、連結財務諸表に対する注記10.7に示される通り、2024年度は、ヒンクリー・ポイントC（HPC）の建設中の原子力資産に関連する1,116百万ユーロとEDF Energyののれんに関連する70百万ユーロを含む合計1,835百万ユーロの減損が計上された。

私たちは、フランスおよび英国における発電と供給業務ののれん、無形資産および有形固定資産の評価は、以下に鑑みて、監査上の主要な検討事項であると判断した。

- グループの連結貸借対照表に対する重要性。これらは貸借対照表に、それぞれ正味帳簿価額3,723百万ユーロと92,957百万ユーロで計上されている。
- 特に脱炭素化およびエネルギー効率政策とエネルギー価格の変動についてのマクロ経済および業界に関する仮定、中期財務予測（割引率とインフレ率）、ならびに建設中の資産の進捗度に基づく費用に対して採用された評価の感応度。
- これらの評価に基づいて経営者が行う見積りおよび判断。

私たちの作業の主な内容は以下の通りである。

- のれんならびに無形資産および有形固定資産の減損テストが実施されるCGUまたはCGUグループの決定に関する分析的手続。
- 減損の指標の存在の実証手続。
- 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のプロセスの理解、ならびに内部の評価専門家の協力を得た評価モデルの妥当性の評価。
- 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）最初の数年間についてはCGU予算データ、およびそれ以後はグループの長期の仮定、（ii）過去の実績、（iii）当該資産の予想耐用年数と整合していることの検証。
- 経営者との面談を通じた、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、発電および相互接続容量ならびにエネルギー構成の推移）の検証。その上で、エネルギー専門家が実施した外部調査による実証手続を行い、脱炭素化に関する欧州の目標との整合性を検証。
- 建設中の原子力資産であるHPCについては、テストに採用されているプロジェクト日程および建設費見積りの妥当性を当該期間中の成果に照らして評価。私たちは特に、ガバナンスおよび実施プロセスを評価し、当該期間中の事象および成果、ならびにリスク分析の最新情報を把握するために、プログラム管理者およびグループ経営者との面談を実施した。
- 地域毎および事業毎の加重平均資本コスト（WACC）に基づいた割引率の仮定の決定方法、ならびに、特に、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の内部専門家の支援を得た検証。
- テストされた資産価値と会計データの比較。
- 減損テストの計算の正確性の確認。

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10.7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、適切な開示がさ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、2024年12月31日現在6,151百万ユーロである。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4,733百万ユーロを含む。 連結財務諸表に対する注記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。2024年12月31日現在、グループの繰延税金資産認識方針に従い、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。	私たちは内部の税務専門家の支援を得て、主に以下の作業を実施した。 - グループが同日までに発生した繰越欠損金を10年以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の、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する評価。 - 経営者が策定し取締役会が承認した2025年度予算および、経営者が策定し取締役会に提示された2026 - 2027年度中期計画の作成過程、ならびにグループ内の財務上の軌跡の基礎となる仮定の把握。 2028年度以後の課税所得の推定方法の妥当性の評価。 - 課税所得予測の作成過程の信頼性を評価するための、過年度の所得予測と関連年度の実績との比較。 - 予測対象期間中における主要な一時差異の解消の分析。 - 連結財務諸表に対する注記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の評価。

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。

その他の法律上および規制上の要件に関する報告

年次財務報告書に掲載される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第L.451-1-2条Iに定められた年次財務報告書に掲載される連結財務諸表の表示が、2018年12月17日付の欧州委任規則第2019/815号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される連結財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される連結財務諸表が、私たちが作業を実施したものと一致していることを検証する責任を有しない。

法定監査人の選任

私たちは、KPMG SAについては2005年6月6日の株主総会にて、PricewaterhouseCoopers Auditについては2023年6月28日の株主総会にて、フランス電力株式会社の法定監査人に任命された。

2024年12月31日現在で、KPMG SAは20年間連続して当業務を担っており、PricewaterhouseCoopers Auditは2年目である。

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。

リスク・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

私たちの役割は、当該連結財務諸表に対する報告書を発行することである。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。

フランス商法第L.821-55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く、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。

リスク・監査委員会に対する報告書

私たちはリスク・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、該当する場合には、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。

リスク・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、リスク・監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法第L.821-27条から第L.821-34条および法定監査人に関するフランスの倫理規定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、リスク・監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ＝シュル＝セース、2025年2月20日

法 定 監 査 人

KPMG SA

PricewaterhouseCoopers Audit

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

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 2024

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 2024, 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 des risques et de l'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 2024 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.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1 et 14 de l'annexe aux comptes annuels qui mentionnent l'application à compter du 1er janvier 2024 du règlement ANC n°2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques et son incidence.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 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.

Évaluation 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 2024, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 53 821 millions d'euros, dont 31 605 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 216 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.2.2 et 26 de l'annexe aux comptes annuels. 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, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux 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, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 26.6 de l'annexe aux comptes annuels).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 40 320 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 975 millions d'euros) au 31 décembre 2024.

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, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées 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 risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maîtrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre, ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 26.5 de l'annexe aux comptes annuels, 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 et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 26.6.5 de l'annexe aux comptes annuels avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue 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 et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de 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 de 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.

mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 26.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation*Notes 1.2.6 et 16 de l'annexe aux comptes annuels*

Point clé de l'audit	Réponses apportées
Au 31 décembre 2024, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 50 338 millions d'euros. Les titres de participation sont enregistrés au coût d'acquisition incluant les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes directement liés à l'acquisition. Comme indiqué dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels, les titres de participation sont évalués à chaque clôture à leur valeur d'utilité. Lorsque la valeur comptable des titres de participation est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence. La valeur d'utilité est principalement déterminée : ● Par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe ; ● Lorsque la valeur des capitaux propres consolidés est inférieure à la valeur nette comptable des titres, sur la base de projection de flux de trésorerie futurs actualisés, calculés à partir 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). 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 trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. L'estimation de la valeur d'utilité des titres de participation requiert des jugements significatifs de la part de la Direction dans le choix des méthodes d'évaluation et des éléments à considérer, qui peuvent être historiques (capitaux propres notamment) ou prévisionnels (hypothèses de flux de trésorerie). En raison du montant significatif des titres de participation et des jugements relatifs à l'estimation des valeurs d'utilité et de leur sensibilité aux variations de données et hypothèses sur lesquelles elles se fondent, nous avons considéré l'évaluation des titres de participation comme un point clé de l'audit.	Nos procédures d'audit ont principalement consisté à : ● Prendre connaissance, sur la base des informations fournies par la Direction, des méthodes de valorisation retenues par la Société ; ● Comparer les données utilisées pour la réalisation des tests de dépréciation des titres de participation avec les données comptables des filiales, le cas échéant ; ● Prendre connaissance de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur d'utilité des titres de participation (capitaux propres ou hypothèses de flux de trésorerie) ; ● S'agissant des flux de trésorerie, vérifier que les projections sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par la Société, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ● Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ; ● Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 16 de l'annexe aux comptes annuels.

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 le rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par l'article L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle 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 SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2024, le cabinet KPMG SA était dans la 20ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 2ère année.

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 des risques et de l'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.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité des risques et de l'audit

Nous remettons au comité des risques et de l'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 des risques et de l'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.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 20 février 2025

Les commissaires aux comptes

KPMG SA

PricewaterhouseCoopers Audit

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

(※) 上記は、監査報告書の原本に記載された事項を電子化したものであり、その原本は本書提出会社が別途保管しております。

[次へ](#)

財務諸表に対する法定監査人の監査報告書（訳文）

これは、フランス語で発行された法定監査人の監査報告書の日本語への翻訳であり、日本語圏の利用者の便宜のためにのみ提供されている。この報告書には、法定監査人の選任に関する情報など、欧州規制およびフランス法で要求される情報が含まれている。この報告書は、フランス法およびフランスで適用される専門的監査基準と併せて読まれ、それらに従って解釈される必要がある。

2024年12月31日終了年度

フランス電力株式会社の株主総会御中：

意見

貴社株主総会から委託された業務を遂行し、私たちは、フランス電力株式会社（Electricité de France S.A.、以下、「EDF」または「会社」という。）の2024年12月31日終了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2024年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日終了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。

ここに表明した意見は、リスク・監査委員会に対する私たちの報告書の内容と整合している。

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、2024年1月1日から本報告書発行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)条により禁止されている非監査サービスは提供しなかった。

留意点

上記の意見に疑義を生じさせるものではないが、財務諸表に対する注記1.1および14に留意されたい。当該注記には、ITソリューションに関する2023年11月10日付のANC規則第2023-05号を2024年1月1日から適用すること、およびその影響について記載されている。

評価の妥当性—監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関するフランス商法第L.821-53条および第R.821-180条の規定に従い、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

2024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53,821百万ユーロであり、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31,605百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する22,216百万ユーロを含む。

当該引当金の評価は、財務諸表に対する注記1.2.2および26に記載されている規制状況に依拠する。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。

計算モデルは更新され、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、廃炉プロセスの実施、使用済燃料の管理、放射性廃棄物の処分および貯蔵プロセスによる影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。これらの仮定はまた、インフレおよび割引という主要な財務パラメータの変更を踏まえている。毎期と同様に、当期に発生した費用および使用した燃料もまた、引当金の変動に反映されている。

また、放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付の法律ならびに原子力債務を履行する財源確保に関する施行規定に準拠して、会社には長期費用の財源を確保するための「専用」資産を構築することが求められる。当該法律は、専用資産の実現可能価額が、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貯蔵に関連する会社の義務の履行に必要な金額を上回らなくてはならないことを定めている（財務諸表に対する注記26.6）。

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た。私たちは、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上の解決策について把握した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の要件に対する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、発生した費用と関連づけた作業の進捗度、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。

私たちの作業はまた、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を踏まえた、予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローの業界シナリオとの整合性、ならびに入手可能な調査結果および見積価格との整合性の検証にも及んだ。

私たちはまた、以下の妥当性を評価した。

- ― プロジェクトの成熟度、実施された廃炉技術の制御の度合いおよび、識別された特定の実施リスクを考慮するために引当金に反映される、不確実性およびリスクに係るマージン。
- ― 他の原子力発電所への応用に向けた、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、ならびに2021年以降のフェッセンハイム原子力発電所の原子炉解体準備から得たフィードバック。

専用資産には以下が含まれる。(i) CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成される利回り資産、(ii) 上場株式ファンドおよび非上場株式ファンドから構成される成長資産、(iii) 上場債券または上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成される確定利付資産。

当該専用資産の実現可能価額は、2024年12月31日現在40,320百万ユーロである（正味帳簿価額は31,975百万ユーロ）。

私たちは、原子力発電関連引当金および専用資産の評価が、以下の理由から監査上の主要な検討事項であると判断した。

- － 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、廃棄物の貯蔵コスト、不確実性等のリスク、インフレ率および長期割引率、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および業界シナリオの感応度。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引き上げ、専用資産の実現可能価額の減少、または専用資産に対する原子力引当金の規制上の引当率の変動があった場合に、会社の財政状態に与えるマイナスの影響（専用資産を増額するための資金の動員）。

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に起因する不確実性を含んでいることが明記される。

財務諸表に対する注記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た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および専門知識に基づく文書と照合した。

専用資産について、私たちは、財務諸表に対する注記26.6.5に開示されたその実現可能価額を、入手可能な預託明細証書、および会社から委託を受けた外部専門家による評価と照合し、これらの評価を私たちの専門家と協力して査閲した。

最後に、私たちは、引当金算定に関する情報と財務諸表との整合性、ならびに注記に開示された情報の妥当性、特に原子力引当金評価のマクロ経済および技術に関する仮定の変動に対する感応度を検証した（財務諸表に対する注記26.5.3）。

投資有価証券の評価

財務諸表に対する注記1.2.6および16

監査上の主要な検討事項**対応**

2024年12月31日現在、投資有価証券の正味帳簿価額は50,338百万ユーロである。投資有価証券は取得原価で計上され、取得に直接関連する譲渡税、報酬または手数料、および法務費用を含む。

財務諸表に対する注記16に示される通り、投資有価証券は、各年度末に使用価値で評価される。投資有価証券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。

使用価値は主に以下により決定される。

- － グループの財務諸表における当該会社の連結自己資本価値を参照する。
- － 連結自己資本価値が投資有価証券の正味帳簿価額を下回る場合は、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割引予測将来キャッシュ・フローに基づく。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。MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、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。

投資有価証券の使用価値の算定には、評価方法および考慮する要素の選択において経営者による重要な判断が必要とされ、これらは過去の値であったり（特に自己資本）予測値であったりする（キャッシュ・フローの仮定）。

投資有価証券の金額の重要性および使用価値評価に必要な判断ならびに根拠となるデータおよび仮定の変動に対する見積りの感応度を理由として、私たちは、投資有価証券の評価を監査上の主要な検討事項であると判断した。

私たちの監査手続は、主に以下の通りである。

- － 経営者から提供された情報に基づいて、会社が採用した評価方法を査閲。
- － 該当する場合は、投資有価証券の減損テストの実施に用いられたデータを子会社の会計データと比較。
- － 投資有価証券の使用価値の算定に用いられた手法および仮定を査閲（自己資本またはキャッシュ・フローの仮定）。
- － キャッシュ・フローに関しては、予測が（i）最初の数年間については予算データと中期計画、それ以後は会社が策定した長期の仮定、（ii）過去の実績、（iii）当該資産の予想耐用年数と整合していることを検証。
- － 会社が採用した使用価値の計算の正確性を検証。
- － 財務諸表に対する注記16に記載された情報の妥当性を評価。

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証明する。

コーポレート・ガバナンスに関する報告

私たちは、コーポレート・ガバナンスに関する取締役会の報告書に、フランス商法第L.225-37-4条および第L.22-10-10条が定める情報が記載されていることを証明する。

その他の情報

フランスの法律に準拠して、私たちは、持分投資および支配権の取得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件に関する検証および情報

年次財務報告書に掲載される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第L.451-1-2条Iに定められた年次財務報告書に掲載される財務諸表の表示が、2018年12月17日付の欧州委任規則第2019/815号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される財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される財務諸表が、私たちが作業を実施したものと一致していることを検証する責任を有しない。

法定監査人の選任

私たちは、KPMG SAについては2005年6月6日の株主総会にて、PricewaterhouseCoopers Auditについては2023年6月28日の株主総会にて、フランス電力株式会社の法定監査人に任命された。

2024年12月31日現在で、KPMG SAは20年間連続して当業務を担っており、PricewaterhouseCoopers Auditは2年目である。

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。

リスク・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

私たちの役割は、当該財務諸表に対する報告書を発行することである。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。

フランス商法第L.821-55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く、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または意見不表明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。

リスク・監査委員会に対する報告書

私たちはリスク・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、該当する場合には、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。

リスク・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、リスク・監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法第L.821-27条から第L.821-34条および法定監査人に関するフランスの倫理規定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、リスク・監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ＝シュル＝セーヌ、2025年2月20日

法 定 監 査 人

KPMG SA

PricewaterhouseCoopers Audit

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

Séverine SCHEER

Cédric HAASER