

【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】 2026年6月19日
【事業年度】 第2025年度（自 2025年1月1日 至 2025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 多加谷 慶一郎
同 南 和 希
【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)6775-1943
【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、2026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=184.75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）の効力が生じた際に、ASNおよびIRSN（フランス放射線防護原子力安全研究所）の活動が統合され、フランス原子力安全・放射線防護機関（ASNR）という新しい機関が設立された。ASNRは独立した行政機関である。その任務の詳細については、「第23（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）燃焼によって放出される熱を回収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。
燃焼タービン	燃焼タービンは、主にガスまたは重油などの燃料で稼働する電力発電ユニットである。
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、冬季に集中して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年のうち、電力の発電量または消費量が多い期間に対応する電力をいう。 ・「変動」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。例えば、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、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、（濃縮天然ウラン、再濃縮ウランまたはMOXに基づく）酸化ウラン核分裂性物質のペレットが蓄積される水密性のジルコニウム管により構成されている。原子炉容器内に隣り合わせに搭載されるこの集合体（例えば1,450MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）は、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一次冷却水が通るが、接触によって熱せられ、このエネルギーが蒸気発電機へ運搬される。

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が、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、年ごとに利用可能な水量（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（ <i>Installation Nucléaire de Base</i> ）。
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。
（核燃料および放射性廃棄物の） 中間貯蔵	中間貯蔵は、使用済燃料および放射性廃棄物の管理プロセスにおける中間段階である。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。）、施設に廃棄物の集合体またはパッケージを収容し、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（すなわちEDF、Oranoおよびフランス原子力・代替エネルギー庁（ <i>Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives</i> または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1mSv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。
測定	電力網接続のある地点で、送電または配電された電力量（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。
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）。
MW/MWh	メガワット／時（MWh）は、発電所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=1,000KW=1 百万ワット 1 MWh=1 MWの出力で1 時間当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）。
原子力発電所	原子力発電所は、核燃料に含まれる原子核の核分裂を利用して発電を行う産業用施設である。
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る。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って特徴づけられる。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、理論上の最大年間発電容量（すなわち、設備容量×8,760時間）に対する実際の年間発電容量（または年間発電可能量）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。
揚水発電所 (PSHP)	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。
分離処理	原子炉から回収された使用済燃料を再利用可能な原料（ウランおよびプルトニウム）と最終廃棄物に分離するプロセス。
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。
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電力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（固定資産の生産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系列が存在する。
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。
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。
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。
（放射性廃棄物の）貯蔵	貯蔵とは、放射性廃棄物パッケージを、最終的な管理に責任を負う施設（例えば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証する条件下で安置することである。

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。
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適用のある法令および規制、特にフランス商法に準拠している。

① 会社名および登記上の本店

当社の会社名は、「フランス電力」である。当社はまた法的には、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2024-330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。

2025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、2,084,365,041ユーロであり、フランス政府が全額保有する普通株式4,168,730,082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2026年3月31日に参照番号第D.26-0198号（2025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、その株式が規制市場において取引されることが認められている会社の株式には譲渡制限を付すことができない。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、自由に取引可能である。

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。

⑦ 利益の分配

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

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

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

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

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

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

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

⑧ 株主および株主総会

（下記、「⑩（i）総会、参加要件、議決権」を参照。）

株主の責任は、当該株主の有する株式の引受価額を限度とする。株主は、適用される法律に別段の定めがある場合または臨時株主総会での決定がある場合を除き、当該株主の有する株式の数に応じて新株の割当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、2026年6月19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、18名（11名が株主総会で任命され、1名がフランス政府の代表者であり、6名が従業員を代表する取締役である。）が含まれている。

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2025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、2025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2026年4月15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、米領サモアおよびベトナム社会主義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。）。本社債が以下に該当する場合、フランス税務当局によって発行された公式ガイドライン（BOI-INT-DG-20-50-30-14/06/2022第150号）に従い、当社による本社債の発行の目的および結果の証明を要することなく、当該本社債の発行について例外規定の恩恵を受けることができる。

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

（２） 譲渡所得税

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

（３） 日本における課税上の取扱い

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

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

４【法律意見】

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

本書第一部 第1（本国における法制等の概要）の1（会社制度等の概要）から3（課税上の取扱い）（ただし、3（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	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
売上高	113,266 (20,926)	118,690 (21,928)	139,715 (25,812)	143,476 (26,507)	84,461 (15,604)
減価償却費および償却費控除前 営業利益(EBITDA)	29,256 (5,405)	36,523 (6,748)	39,927 (7,377)	△4,986 (△921)	18,005 (3,326)
営業利益(EBIT)	13,104 (2,421)	18,327 (3,386)	13,174 (2,434)	△19,363 (△3,577)	5,225 (965)
連結会社の税引前利益	11,529 (2,130)	17,395 (3,214)	9,825 (1,815)	△22,916 (△4,234)	5,585 (1,032)
EDFの純利益	8,367 (1,546)	11,406 (2,107)	10,016 (1,850)	△17,940 (△3,314)	5,113 (945)

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	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
非流動資産	280,334 (51,792)	275,704 (50,936)	259,331 (47,911)	260,834 (48,189)	255,868 (47,272)
流動資産	94,023 (17,371)	88,912 (16,426)	104,885 (19,378)	127,148 (23,491)	105,029 (19,404)
売却目的保有に分類された資産	-	589 (109)	596 (110)	150 (28)	69 (13)
資産合計	374,357 (69,162)	365,205 (67,472)	364,812 (67,399)	388,132 (71,707)	360,966 (66,688)
自己資本 (EDF持分)	70,353 (12,998)	62,855 (11,612)	52,168 (9,638)	34,340 (6,344)	50,211 (9,276)
自己資本 (非支配持分)	10,824 (2,000)	11,029 (2,038)	11,951 (2,208)	12,272 (2,267)	11,778 (2,176)
非流動負債	218,418 (40,353)	220,943 (40,819)	207,376 (38,313)	203,941 (37,678)	201,838 (37,290)
流動負債	74,734 (13,807)	70,256 (12,980)	93,170 (17,213)	137,542 (25,411)	97,109 (17,941)
売却目的保有に分類された負債	28 (5)	122 (23)	147 (27)	37 (7)	30 (6)
自己資本および負債合計	374,357 (69,162)	365,205 (67,472)	364,812 (67,399)	388,132 (71,707)	360,966 (66,688)

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	2025年	2024年	2023年 ⁽²⁾ (再表示後)	2023年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2022年	2021年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	29,125 (5,381)	27,887 (5,152)	30,101 (5,561)	29,808 (5,507)	△7,425 (△1,372)	12,648 (2,337)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△30,607 (△5,655)	△23,989 (△4,432)	△23,045 (△4,258)	△23,045 (△4,258)	△25,085 (△4,634)	△14,577 (△2,693)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	2,154 (398)	△7,187 (△1,328)	△7,258 (△1,341)	△7,258 (△1,341)	33,943 (6,271)	4,973 (919)
現金および現金同等物の純増 加/減少(△)額	672 (124)	△3,289 (△608)	△202 (△37)	△495 (△91)	1,433 (265)	3,044 (562)

(1) 2024年に公表された2023事業年度のデータ。

(2) 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	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
借入金およびその他の金融負債 ⁽¹⁾	84,238 (15,563)	81,802 (15,113)	86,647 (16,008)	96,053 (17,746)	69,406 (12,823)
負債をヘッジするデリバティブおよび支払われた マージンコール ⁽²⁾	△415 (△77)	△1,872 (△346)	△1,379 (△255)	△2,024 (△374)	△3,762 (△695)
現金および現金同等物	△7,641 (△1,412)	△7,597 (△1,404)	△10,775 (△1,991)	△10,948 (△2,023)	△9,919 (△1,833)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△24,700 (△4,563)	△17,999 (△3,325)	△20,077 (△3,709)	△18,507 (△3,419)	△12,737 (△2,353)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	14 (3)	12 (2)	△35 (△6)	△74 (△14)	—
純負債額	51,496 (9,514)	54,346 (10,040)	54,381 (10,047)	64,500 (11,916)	42,988 (7,942)

(1) 2025年12月31日現在の負債をヘッジするデリバティブに関して受領したマージンコールの額1,094百万ユーロを含む（2024年12月31日現在は1,639百万ユーロ）。

(2) 2025年12月31日現在、「借入金およびその他の金融負債」に計上された負債をヘッジするデリバティブに関して支払われたマージンコールの額－902百万ユーロを含む（2024年12月31日現在は「現金および現金同等物」に計上された－151百万ユーロ）。比較情報において調整されていない。）。

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			英国におけるシンクリー・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40億ユーロの増資	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		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	
2025年		フラマンビル3 EPRが出力 100%を達成	

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

電化は競争力、主権および脱炭素化の柱である

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 $+2.5^{\circ}\text{C}$ から 2.9°C の温暖化が予想されている（国際エネルギー機関のSTEPS（公表政策シナリオ）－「世界的なエネルギーの見通し」、2025年版によると、 2.5°C 。国際エネルギー機関のCPS（現行政策シナリオ）では、2100年までに 2.9°C の温暖化が見込まれており、それ以降も気温上昇が続くと想定されている。）が、一般的には、温暖化を 1.5°C 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、競争力および主権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年までに二酸化炭素排出量を55%削減するという目標に加え、欧州委員会は、2040年までに炭素排出量を90%削減するという欧州全体の目標を提案しており、この目標の正当性を検証するための欧州立法プロセスが現在進行中である。

フランスにおいて、電力による二酸化炭素の排出量は、10%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40%（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）」、2025年版））。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。

EDFグループは、エネルギー消費量の多い主要部門（輸送、建設、産業）における化石燃料の代替を進め、新たな電気用途（データセンター）向けに支援を行うことで、用途の電化を加速させる取り組みを行っている。

EDFによる低炭素発電の供給力および競争力は、電力消費量の多い部門にとってフランスを魅力的な国にしており、今後もその状況は続く見込みである。この電力は、あらゆる地域の事業者にとって、ひいては国の主権にとって資産である。

EDFの目標は、信頼性が高く、競争力があり、自国で確保された脱炭素電力を顧客に豊富に供給することで、エネルギー移行を成功させることである。

フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）

2026年2月13日（金曜日）、フランス政府は、今後10年間を対象とする新たな複数年にわたるエネルギー計画（PPE）を定めた政令を公布した。

このPPEは、フランスの電力システムにおける供給過剰を背景として策定されたものである。特に化石燃料に依存する用途の電化が依然として不十分であるため、需要はCOVID-19前の水準を6%から7%下回ったままである。同時に、2025年には、太陽光発電5.7GWを含む、約7GWの再生可能エネルギーが系統に接続され、発電容量が増加したことで、需給ギャップはさらに拡大した。このような状況において、PPEは、主に化石燃料からの代替による2035年までに約150TWhと推定される電力需要の構造的な増加といった長期的なニーズと、消費の低迷を特徴とする短期的な状況とのバランスを図ることを目的としている。

PPE 3は、電化を競争力、主権および（化石燃料から電力への移行を加速させることにより）脱炭素化の中心的手段としている。これには、用途の電化が遅れていることを踏まえ、再生可能エネルギー（太陽光発電、洋上風力発電および陸上風力発電）の開発に関する調整が含まれている。

当グループは、以下のとおり、このPPE 3に全力で取り組んでいる。

- ・主に炭素集約型エネルギーの代替により、2035年までに2023年比で150TWhの追加電力需要の創出に貢献することを目指し、すべての下流部門産業が参加している最終消費部門の電化に取り組んでいる。
- ・EPR 2の建設プログラム、原子炉の耐用年数延長および水力発電への投資の活性化を通じて低炭素発電に取り組むとともに、再生可能エネルギーに関する専門知識の維持に努めている。この包括的な取り組みにより、競争力があり、信頼性が高く、自国で確保された低炭素の電力構成を確保することができるはずである。

② 戦略的優先事項

EDFのレゾンデートルは、「地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くこと」である。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、二酸化炭素を直接排出しない世界有数の発電事業者である（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（2024年、TWh）、power-producers-ranking.enerdata.net/）。EDFは、1 kWhの発電につき、2024年の欧州の電力会社の平均排出量（二酸化炭素換算で187g/kWh（欧州環境庁（EEA）による2025年の欧州における発電の温室効果ガス排出原単位））の約7分の1の二酸化炭素を排出しており、2024年の世界の平均排出量（二酸化炭素換算で446g/kWh（2024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」、2025年版））の17分の1の二酸化炭素を排出している。EDFは、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となる見込みであり、2035年までに二酸化炭素換算で22g/kWhまで低下するはずである。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。

EDFの優先事項は、模範的な安全、セキュリティおよび衛生の基準、高度な専門知識ならびにリードタイムの重視を基盤として、信頼性が高く、競争力があり、自国で確保された低炭素の電力を供給することである

最優先事項：安全、セキュリティおよび衛生－持続可能なパフォーマンスの中核をなす戦略的要件

安全、セキュリティおよび衛生は、当グループの最優先事項である。この優先事項は単なる原則ではなく、当グループの産業、雇用および社会的責任の根幹をなすものあり、日々のあらゆる決定、組織および行動の指針となっている。

戦略的一貫性および業務効率の強化を図るため、原子力安全性、水力発電安全性および予防・安全衛生の3つの既存ユニットが対象とする3つの分野それぞれに必要な不可欠な固有の特性を尊重しつつ、包括的で統合的なビジョンを推進する単一の組織体制を構築した。会長兼最高経営責任者の直属となるこの新たな組織体制により、戦略レベルで一貫性と、現場における業務上の妥当性および対応力を両立させることが可能となる。

その目標は、救命規則の厳格な適用、ならびにフランス国内外を問わず、当グループおよびその子会社で働くすべての人々（発電部門、エンジニアリング部門およびサポート部門のいずれに従事しているかを問わない。）の保護および衛生の重要性を、目に見える形で具体的に示すことである。重大事故や死亡事故を撲滅し、負傷者ゼロを実現することを最終目標とする。

また、この目標は、原子力発電、水力発電、風力発電および太陽光発電向けの産業システムおよび関連ネットワークに適用される安全要件を最高水準で遵守するという、経営陣の揺るぎない決意も表している。

これらの分野はすべて、当グループのリーダーの権限および意思決定能力の範囲内に完全に含まれている。リーダーの資格として、各リーダーは、その責任の遂行において常に模範となる姿を示すとともに、従業員の健康および安全、施設のセキュリティならびにすべての利害関係者の信頼を左右するリスク、規則および行動について妥協しない管理を行うことが求められている。

EDFは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である

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果たしている。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、カーボン・フリーの柔軟性ソリューション、電力網の運営、ならびに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段階において存在を位置付けており、国際的に事業を拡大している。

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代替されつつある、競争力があり、自国で確保された低炭素の電力供給による、顧客の用途の電化（電気自動車、電化産業プロセス、カーボン・フリー熱、低炭素水素等）が含まれる。フランスでは、例えば2023年比で2035年までに主に炭素集約型エネルギーの代替として150TWhの追加電力需要を創出することを目標としている。

EDFは、顧客に供給するために、大規模産業プロジェクトの進捗を加速させ、管理することで、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可能な限り最高の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、その耐用年数の延長を進めており、6基のEPR 2原子炉および追加の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、オランダ、ポーランド、スロベニアおよびスウェーデン等におけるEDFおよびフランス部門について具体的な中期的展望に基づく対話等）の開発にも取り組んでいる。EDFは、水力発電およびその他の再生可能エネルギーの開発を継続している。

投入電力量および新たな用途の双方の増加と相まって、変動再生可能エネルギー源の開発は、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および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。

エネルギーは、産業競争力を左右する決定的な要因の1つであることから、欧州における再工業化の取組みにおいて、重要な役割を果たしている。フランスでは、原子力、水力および再生可能エネルギーにより、電力の95%（RTE、2025年度電力レビュー）が脱炭素化されている。常に安定した供給を保証するメカニズムにより、信頼性が高い。フランスの電力は、再工業化が進む世界の主要地域と比較しても、競争力がある（2025年末時点で、フランスにおける翌年2026年（暦年（Ca1）+1）の電力卸売価格は、50ユーロ/MWhであった。）。

フランスのエネルギー構成の電化は、以下のとおり、同国の経済的主権にも直接貢献している。

- ・エネルギー用途の電化を進め、エネルギー構成における電力の比重を高めることで、フランスの化石燃料の輸入への依存度（現在、フランス国内のエネルギー消費量の60%（国土整備および環境移行に関する省庁による「Les chiffres clés de l'énergie（エネルギーに関する主要な数値）」、2025年版））を低減できる。化石燃料の輸入は、極めて高額である（2022年の危機の最盛期には150十億ユーロ（「ザ・シフト・プロジェクト」、フランスおよび欧州の主権にとって不可欠な条件である脱炭素化）、2025年には53十億ユーロ（RTE、2025年度電力レビュー）であった。）。
- ・電力部門は、移転することのできない、専門性を要する持続可能な雇用を提供している。フランスでは、電力関連の雇用総数は600,000人に上り、2030年までにさらに200,000人の雇用が創出される見込みである。
- ・電力ベースのエネルギー・システムは、フランスに高い専門性および技術をもたらしている。電力部門は、フランスおよび欧州が産業主権を実現する手段を有する産業部門の1つである。

電化は、二酸化炭素排出量を削減するだけでなく、購買力、地域経済およびエネルギー主権を高める最も効果的な方法である。

EDFグループの目標は、信頼性が高く、競争力があり、脱炭素化され、自国で確保された電力を顧客に豊富に供給することで、エネルギー移行を成功させることである。

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、成長市場において価値を生み出すプロジェクトに関与すること、また、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ノウハウを輸出することで、的を絞った事業展開を推進している。このように、当グループは、当グループの経験を活かし、金融機関および組織のパートナーに信頼を与えることができる産業的役割を維持しながら、連結除外を推進するビジネスモデルを目指している。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においてイノベーション能力を加速させることができる。

ARENH終了後：フランスにおける商業政策の展開および普遍的原子力料金（VNU—*Versement Nucléaire Universel*）の導入 商業政策

EDFは、2023年11月14日にフランス政府との間で締結した合意書において提案された商業政策の展開を順調に進めている。

新たな市場組織は、消費者を短期的な市場価格変動から守り、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。

中期的な市場見通しにおいて、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、これによりすべての電力供給業者は、これらの期間にわたり契約を提供できるようになる。

ビジネス市場の幅広い消費者の多様なニーズに応えるため、EDFは、標準的なものからカスタマイズされたものまで、固定価格のものまたはスポット価格や先物価格に連動したもの等、最長5年間の様々な供給契約を提供している。

また、EDFは、市場参加者の戦略を支援するため、長期的な商品の開発にも取り組んでいる。

電力消費量が最も多い顧客のうち、10年以上の期間を見据えて計画を立てたいと考えている顧客を対象に、EDFの販売部門が長期供給契約を締結した。

さらに、既存の原子力発電所を基盤とし、コストおよびリスクを分担するパートナーシップ契約が、EDFの最適化取引部門（DOAAT）により策定された。これらの契約は、原子力発電割当契約および標準原子力契約と呼ばれ、電力集約型の企業に提供されている。

2025年11月13日に発表されたとおり、EDFは、2027年1月1日から、物理的な供給を目的とした原子力発電割当契約について、10年から15年の期間で、サブスクリプション方式による契約を、より広範な事業体（年間7GWhを超える電力需要を有する消費者、フランス国内に物理的な電力供給能力を有する供給業者および発電事業者）に対して提供する。対象となる電力量は、合計1,800MW（年間約10.6TWh）である。これらの契約を通じて、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、適応させながら、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。電力は、フランス国内のみで供給され、国外への輸送については購入者が責任を負う。

全体として、これらの中長期契約の締結ペースは、件数および電力量の両方において、2025年にかけて加速した。2025年末時点で、EDFは、18,000件の新規契約を締結しており、これは年間消費量47TWhに相当した。その内訳は、中期契約が年間31TWh、長期契約が年間16TWhである。

普遍的原子力料金（VNU）

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。課税閾値および上限閾値は、2026年2月11日付省令により、それぞれ78ユーロ/MWhおよび110ユーロ/MWhに設定された。フランス物品・サービス税法第L.322-77条では、課税閾値および上限閾値は各期間の開始前に設定され、3年間適用されると規定している。ただし、発電用核燃料使用税に関する2026年2月11日付単純政令第2026-75号で定められた状況において当該期間中に変更された場合はこの限りではない。EDFは、2023年11月の合意の趣旨を遵守し、エネルギー移行に必要な投資を行うことができる財政状態を維持するよう、引き続き注意を払う。

このような状況下で、4つの戦略的分野からなる「2035年目標」戦略が引き続き実施されている。かかる実施を加速させるため、当グループの価値観は進化し、安全およびセキュリティ、プロ意識、パフォーマンス、開放性およびコミットメントが、現在では当グループの全事業体の共通の基盤となっている。

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

顧客の電化および炭素排出量の削減を支援

個人、企業および地方自治体は、自宅の照明、建物の暖房、エネルギーの生産および消費ならびに移動等のあり方を変えようと意欲をますます強めている。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。当グループは、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）の当事者となるよう支援し、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、2035年までに1顧客当たり1.5件の契約獲得を目標に、用途の電化に向けた商品およびサービスの開発を継続している。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。

これらの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。

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、あらゆる種類のヒートポンプの販売および断熱工事等、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の販売および設置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」の国々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。EDFグループは、その事業体および子会社であるIZI by EDF、EDF business services（旧IZIVIA）（2026年1月28日以降、IZIVIAは新社名であるEDF business servicesの下で事業を展開している。）、Pod Point Group Holdings Ltd（「Pod」）、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、EDF business services（旧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・運営の主要企業である。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

事業者は、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、脱炭素化、産業プロセスの電化、廃熱回収および再生可能熱の生産に向けたソリューションを展開している。また、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。

脱炭素化を支援するサービス

2035年までに、「G4」の国々におけるEDFグループの顧客向けに、8百万から9百万件の脱炭素化の契約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。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、数値は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は新たなデータセンターの誘致が可能な3つの不動産用地へのアクセスを提案するために、デジタル関連企業を対象に2件の関心表明募集（CEI）を開始した。

特定された用地はすべて、高電圧変電所（400kVまたは225kV）の近くに所在する。総面積は約110ヘクタールで、累積発電容量は約1 GWである。

EDFグループは、以下のフランス企業2社を優先入札者に選定し、建物賃貸借契約の締結に向けて、賃貸借予約契約の締結を進める予定である。

- ・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・パロワーズ市に所在）のモンロー・ヴァレ・ド・ラ・セヌ用地に関する関心表明募集については、OpCore（Iliad Groupおよび投資ファンドInfraViaの子会社）
- ・モゼル県のラ・マクスおよびリシュモンの用地に関する関心表明募集については、Eclairion

2025年12月22日、EDFは、ロワール・シュル・ローヌの町にある旧火力発電所跡地に建設予定の高出力データセンターに関して新たな関心表明募集を開始した。

EDFは、今後の関心表明募集の対象となる追加候補地の選定を見据えて、用地の特定を継続している。

これらの関心表明募集により、EDFは、フランス国内におけるデータセンターの設立を促進するとともに、そのエネルギー消費の脱炭素化への移行を支援する予定である。これは、人工知能の急速かつ大規模な普及により、データホスティング・インフラへのニーズが高まっているという現在の状況に対応するものである。

EDFはこのように、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）を強調している。

より多くの低炭素電力を発電（原子力、水力および再生可能エネルギー）

フランス本土では、EDF（島部エネルギー・システムを除いた、EDF SAの範囲）が発電する電力の99%（EDF、2025年度実績）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、既存の原子力発電所のパフォーマンスを向上させ、原子力発電所の新規建設プロジェクトを推進し、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。

- ・EDFグループの低炭素発電目標は、原子力部門のパフォーマンスに基づいており、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、最高の国際基準に沿った最高水準の原子力発電を達成することを目指している。現在、リードタイム（リードタイムとは、サイクルにかかる時間、すなわち工程または機能プロセスの遂行に要する時間を指す。リードタイムの改善は、時間およびコストの両方において大幅な削減につながる。）を重視したアプローチが展開されている。

既存の原子力発電所

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、既存発電所の稼働性能を最高レベルに回復させ、2030年までにフランスで年間400TWhの原子力発電を行えるようにするとともに、気候変動への適応を図り、リードタイムを重視することで停止期間を最適化することである。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 $4g/kWh$ 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。

2024年12月21日に初めて全国電力網に接続されたフラマンビル3 EPRの起動試験は、2025年においても継続された。6月初旬、チームは60%の出力で試験を実施し、実稼働時の条件に近い状況下における原子炉の挙動を検証した。6月19日、試験プログラムの一環として原子炉は停止され、この停止期間は、主要な一次系統弁の処置を実施するために延長された。2025年10月15日、フラマンビル3は全国電力網に再接続され、起動試験プログラムは60%の出力で再開され、2025年11月12日および2025年12月14日には、それぞれ80%および100%の定格出力まで引き上げられた。

英国の既存発電所

2024年末時点で、EDFグループは、4か所の改良型ガス冷却原子炉（AGR）原子力発電所、すなわちヘイシャム2、トーンズ、ヘイシャム1およびハートルプールの耐用年数延長を確認した。2025年9月、ハートルプールおよびヘイシャム1の耐用年数を、2028年3月までさらに1年間延長することが発表された。ヘイシャム2およびトーンズの運転終了日は、2030年3月となる予定である。この延長により、英国の電力供給の安定性が向上し、消費者に対して競争力のある脱炭素化された電力を保証することができる。

海外の既存発電所

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。

フランスにおける新規原子力プロジェクト

フランスでは、2022年2月にフランス大統領がパルフェ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。EDFは、この原子力再建プログラムのスケジュールおよびコストの管理に注力しており、2025年12月18日に、パンリー、グラヴリーヌおよびビュジェの用地にEPR 2原子炉6基を建設するプログラムの暫定見積額を取締役会に提出した。この

暫定見積額は、72.8十億ユーロ（2020年のユーロ価値）に上り、2026年度第1四半期に新原子力発電に関する省庁間代表団による監査を受けた。

フランスにおける新規原子力（NNF）プログラムの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計画について、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。EDFはプロジェクト事業者として、上記をすべて考慮した上で、2023年6月28日に決定を下した。協議は2023年6月以降、継続的に行われている。
- ・グラヴリーヌの敷地内の2組目のEPR 2原子炉の計画に関する公開討議は、2024年9月17日に開始され、2025年1月17日に終了した。CNDPは2025年3月18日に討議の結論を公表し、その後、EDFがそれを分析し、2025年5月20日にプロジェクト事業者としての決定に反映させた。協議は2025年9月以降、継続的に行われている。
- ・ビュジェの敷地近くの3組目のEPR 2原子炉の計画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日に終了した。CNDPは2025年7月15日に討議の結論を公表し、その後、EDFがそれを分析し、2025年9月25日にプロジェクト事業者としての決定に反映させた。協議は2025年9月以降、継続的に行われている。

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、そして2026年3月に、フランスの原子力政策審議会が会議を開催し、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60%を補填する政府補助ローン、原子力発電量に関する差額決済契約および政府とEDFの間のリスク分担を基盤とする、プログラムの資金調達および規制上の枠組みの主要な原則を確定した。この政府補助については、2025年11月19日にフランス当局が欧州委員会に通知し、2026年3月31日に欧州委員会が正式な審査手続を開始する決定を採択した（*欧州委員会の2026年3月31日付プレスリリースを参照。*）。

EDFは革新的な燃料サイクル戦略を引き続き実施している

また、将来のバックエンド費用を調達するために、原子力政策審議会は、2026年3月12日に開催した会議において、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（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。

NUWARD

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。基本設計の策定は、2025年初頭に開始され、2026年半ばまで続く予定である。

英国における新規原子力プロジェクト

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、産業活動のペースを加速させた。

2025年11月、EDFは、サイズウェルCプロジェクトの資金調達が完了したこと（ファイナンシャル・クローズ）を発表した。EDFは、建設期間中に最大1.1十億英ポンドの投資を行う見込みであり、プロジェクトの12.5%の持分を保有している。

Cyclife

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、収益性のある再生可能エネルギーの開発に基づいている。

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。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、その向上を続けていく意向である。

当グループは、2024年から2035年にかけて、平均で年間最大6 GWの再生可能エネルギー生産量を開発することで、再生可能エネルギーの技能向上を支援する。

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、水力発電可能容量を強化するためのソリューションを提供する。

当グループの優先事項は、フランスにおける水力発電を中心とした再生可能エネルギー・プロジェクトを成功裏に完了させるとともに、資本集約度の低いビジネスモデルを採用し、投資の選択性を高めることで、再生可能エネルギーの開発を推進することである。

フランスにおける水力発電

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。フランスと欧州委員会の間で数年間にわたって続いている係争を解決するため、可能性のある複数の法的解決策が検討されてきた。フランス国民議会および上院は、党派を超えた実態調査団を通じてこの問題を検討した。すべての当事者は、委託制度から認可制度への移行という解決策で合意に至った。これは、法的観点からも、エネルギー、産業、政治および社会の各観点からも、最も確実な解決策であると考えている。

フランス政府と欧州委員会との協議の結果、この解決策を基礎とする暫定合意が成立した。これには、EDFが6GWの「仮想」水力発電容量を第三者に販売する義務が含まれ、かかる仮想容量は、フランスのエネルギー規制委員会（CRE）の監督下で、競争入札により販売される予定である。現在、法案の審議は、フランス国民議会の議員であるマリー・ノエル・パティステル氏およびフィリップ・ボロ氏主導で行われている。認可制度への移行プロセスを最終決定し、係争中の問題を解決するためには、この法律の採択が必要である。新たな枠組みは、水力発電インフラの運用継続性を確保しつつ、投資を活性化させ、水力発電インフラの近代化を図るために必要な安定性を提供するはずである。EDFは既に、2035年までに2GW（うち、1.5GWは揚水発電所（PSHP））の開発が可能であると見込んでおり、それ以降についてはさらに2GW（すなわち、水力発電設備容量の20%増加）を見込んでいる。

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（建物、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フランスの配電網事業者）の配電区域では、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、顧客の90%の電力供給が復旧する（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、使用量の管理および柔軟性を推進するためのあらゆる取組みについて、供給業者の要望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フランスの配電網事業者）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開発

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年と比較して上流部門（貯蔵および脱炭素火力発電所）の柔軟性については15GWから18GW、下流部門の柔軟性については8GWから10GW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、特にフランスにおける揚水発電および（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通じて、貯蔵設備の開発を継続する。

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VIG（一方向）スマート充電サービスを通じて、また自動車を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（EDFの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。）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。フランスでは、EDF business services（旧IZIVIA）およびIZI by EDFが、Dreev（EDFとNUVVE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が顧客に柔軟性を提供している。フランスでは、Agregio Solutionsが企業向けに消費、分散型発電および貯蔵資産に関連した柔軟性も推進している。

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%）（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記19.4「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。

（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、原子力発電所の発電事業を維持し、火力発電の環境負荷を低減するとともに、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指している。また、当グループはEPR 2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。

515.5TWh 発電	118.2GW 世界の連結設備容量	41.4GW 再生可能エネルギーの 純容量	95% 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57基（フェッセンハイムの原子炉2基の永久的な閉鎖後およびフラマンビル3原子炉の電力網接続後）、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、発電所による発電の95%は二酸化炭素を排出していないこと（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二酸化炭素排出量）
- 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

2025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86.4GWであり、2025年のEDFの発電所の発電量は、フランス本土において419TWh（揚水発電量を含む。）であった。2025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。

- ・57基の加圧水型原子炉（PWR）。900MWから1,620MW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40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80年である（2021年に再計算された、発電所の規模が一定の場合の1年の移動平均。2025年には新規施設の稼働または指定解除は実施されていない。）。「第2 3（2）①（iii）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。
- ・当グループの子会社のÉS、SHEMA Group、CERGAおよびRKI（ライン川流域、ドイツの電力会社であるEnBWと50%ずつの対等所有）、ならびにフランスおよびスイスの事業体であるChatelôtおよび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見通しであり、2026年1月1日付で原子力事業の新組織体制が導入された。かかる改編は、ノウハウと技能を主要な分野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5つの部門と1つのユニットで編成されている。

- ・新たな原子力プログラムの戦略的管理を担当する新たな原子力プロジェクト責任部門
- ・新たな原子力プロジェクトの主契約者である産業プロジェクト・パートナーシップ部門
- ・既存の発電所および新たな原子力プロジェクトへのサービス提供のため、部門横断的なエンジニアリング業務を実行する原子力エンジニアリング部門
- ・国際的な原子力開発、技術的事項および製品に関する権限ならびに計画策定の責任は、引き続き戦略・技術・イノベーション・開発部門が担当する。
- ・原子力発電および火力発電部門は、フランスにおける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STARTプログラム（2021年に開始され、2026年に第2段階（「STARTシーズン2」）が開始された、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、2025年において、EDFの総発電量（揚水発電量を含む、フランス本土におけるEDF SA）の89.1%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。2025年12月31日現在、認可された合計容量は62,990MWである。平均運転年数（フラマンビル3 EPRを除く。）は約40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	43
1,300MW	20	26,370MW	37
N4-1,450MW	4	5,990MW	25
EPR	1	1,620MW(1)	n.a.
合計	57	62,990MW	40

(1) 最終的な出力は、起動試験終了後に判明する。

2025年12月31日現在、EDFの原子炉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。

原子炉	直近の			原子炉	直近の		
	稼働年	10年点検 終了年	次回の 10年点検		稼働年	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	2025	VD5	カットノン3	1991	2021	VD4
サンローラン1	1983	2025	VD5	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	2025	VD4
クリュアス1	1984	2025	VD5	ゴルフシュ2	1994	2014	VD3進行中
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	2025	VD5	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	2026年中	—	VD1

2025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25基の原子炉が4回目の10年点検を完了した。クリュアス3、サンローラン1、ブライエ4およびクリュアス1の4回目の10年点検は、2025年に完了した。
- ・1,300MW系列については、20基中19基の原子炉が3回目の10年点検を完了した（2025年のパンリー2を含む。）。ゴルフシュ2の3回目の10年点検が進行中である。
- ・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、原子炉は2024年12月21日に全国の電力網に接続された。この最初の接続の後、起動手順に従って、試験ならびに送電網との接続および切斷の段階が2025年を通じて継続され、2025年12月12日にASNRから閾値80%を超える認可を取得した後、12月14日に原子炉がフル出力に達した。当グループは、フラマンビルの最初の全面点検の開始日を2026年9月26日とし、暫定的な実施期間を350日間とした。

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）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・放射線防護機関（ASNR）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ASNR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（「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基礎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。

原子力発電割当契約

1970年代から1980年代にかけて、EDFは、欧州の原子力事業者との間に、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発電割当契約の締結によって、工業的な協力関係を構築してきた。

こ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。

2025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、発電所群に関連する第2のタイプの原子力発電割当契約（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、（主に燃料に連動する）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れを図るには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび維持管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルの挺入れに関しては、「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、2025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、その後に続く供給停止期間から構成される。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（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。）が約85日間の部分点検

10年点検（フランス環境法第L.593-18条に基づく。）の実施のために、各原子炉は10年ごとに操業停止される。また、当該施設が適用される規則を遵守しているかを評価するとともに、第L.593-1条に記載された保護利益についての当該施設に関連するリスクまたは課題の評価を更新するための安全審査を実施する。この審査では、施設の状態、操業中に得られた経験、気候変動およびその影響に関する知見を含むノウハウの新たな進展ならびに類似の施設に適用される規則が特に考慮される。リスク評価では、評価対象に含まれる外部攻撃に対する気候変動の影響も考慮される。10年点検の期間は、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）である。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、ASNR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点検が実施される。

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日付法律第2024-450号が2025年1月1日に施行されたこと（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。）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（ASNR）が設立された。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。ASNR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ASNR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。2025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、再び原子炉の柔軟性のある供給能力が活用されることになった。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を開始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が、当該発電所の運転または発電の目的に影響を及ぼすことはない。当該発電所は、引き続き民生原子力施設に関する規制が適用される。この照射サービスは、医療産業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。

2025年の発電

2025年の原子力発電量は373TWhとなり、2024年（361.7TWh）から11.3TWh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が改善されたこと、ならびに点検および残る応力抑制修理作業が適切に産業管理されたことによるものである。

2025年の技術実績

2025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行動計画が完了したため、過去数年に比べて応力腐食の問題による影響は最小限となった。

2021年に開始された、ユニットの供給停止の産業的な管理の回復に重点を置いたSTART変革プログラムは、引き続き成果を上げている。ユニットの供給停止延長の平均期間は、2024年と同等の推移を見せている。2025年の作業期間では完了した42件の供給停止のうち23件が目標期日に再接続された（2024年の同期間では、41件中17件であった。）。この結果を受け、STARTプログラムは2026年に第2段階へ移行する。

当年度の10年点検で最もパフォーマンスが優れていたのはクリュアス3であり、予定より16日前倒して完了した。部分点検で最もパフォーマンスが優れていたのは、1,300MW系列では予定より17日前倒して完了したパリュエル4であり、900MW系列では暫定スケジュールより20日前倒して完了したトリカスタン1である。ダンピエール2およびサンローランB2は最も優れた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11日前倒して完了した。

ただし、2025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（28日超）。グラヴリーヌ2、ノジャン1、ベルヴィル2、グラヴリーヌ1およびショーB1は設計上重大な技術的リスクの影響を受け、ゴルフシュ2は労働争議の影響を受けた。ベルヴィル2、グラヴリーヌ1、ショーB1およびゴルフシュ2の再接続は2026年に延期された。

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」）（理論上の最大エネルギー（すなわち設備容量が1年を通して稼働された発電量）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）。Ku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。
- Kp係数は69%と好調な水準にあった。これは、Kdが76.9%であったこと、またKuが89.7%であったことの結果である。

フラマンビル3 EPR

当該原子炉は、2024年12月21日に全国の電力網に接続された。この最初の接続の後、起動手順に従って、いくつかの試験段階が実施された。

- ・25%出力試験段階および2025年1月31日にかかる閾値を超えることを認めるASNRの認可取得
- ・2025年5月23日に実施された、外部電源を意図的に遮断するBAS108試験
- ・2025年5月29日から60%出力での試験が開始され、同試験段階の残りの部分は11月12日に実施された。2025年11月7日には単独運転防止試験が実施された。
- ・2025年11月12日から80%出力での試験が開始され、これを受けてASNRは2025年12月12日に原子炉を100%出力まで引き上げる認可を発行した。このマイルストーンは2025年12月14日に達成された。

- ・起動プログラムは現在も継続しており、フル出力での機器試験、計測値の取得およびすべてが正常に機能していることの確認が行われている。様々な出力水準において試験を継続するため、出力は調整されている。
- 原子炉の起動は、設備を初めて稼働させるための、長期的かつ複雑なプロセスである。これは、新原子炉で発生した、以下の予定外の供給停止の原因となっている。
- ・2025年2月15日から2025年4月19日までの、タービンを中心とした複数の設備に対する作業を実施するための供給停止
- ・2025年6月19日から2025年10月15日までの、一次回路にある3つの保護弁に対する作業実施の供給停止

機器の製造および品質－原子炉容器

2017年度上半期、ASNR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。ASNRは、ASNR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、ASNR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ASNR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。既存の上蓋は、初回の全面点検中に交換される。

台山から学んだ教訓

EDFは、世界各国で現在稼働しているEPRの起動および運転から得られた教訓を反映させている。

2024年9月のフラマンビル3 EPRにおける初核反応に先立ち、台山1 EPRでは、第2運転サイクル中に確認された燃料棒漏れのリスクを回避するため、64本の熱処理済み周辺燃料集合体を交換する措置が講じられた。これらの燃料漏れは、以下の原因によるものである。

- ・原子炉炉心の周辺に位置する特定の燃料集合体保持グリッド内の装置（ばね）の破損。これは、出力上昇時間の長期化により、これらのばねが迅速かつ十分な照射を受けなかったためである。
- ・破損したばねとの摩擦による燃料被覆管（ウランペレットを包む金属製ケーシング）の摩耗

フラマンビル3 EPRにおける出力上昇期間が予想以上に長引いたことを受け、慎重かつ保守的なアプローチを採用し、初回全面点検の際に、第2運転サイクルの開始前に未照射の燃料集合体をフラマンビル3の炉心に導入すること等の追加措置が実施された。

これらの予防措置はASNRに共有されている。

完成までの費用

フラマンビル3 EPRへの投資についての詳細は、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記9.3「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感受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。

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た。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実施されなかった。この結果、2025年末までに、当初の予定どおり、補助配管検査プログラムが完了した。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はモニタリングおよび維持管理の戦略を最終決定しASNRに提出しており、ASNRは2026年にその見解を表明する。

2025年には、応力腐食に対する配管の耐性を高めるための2つの手法（内壁溶接部の遠隔平坦化および溶接部の圧縮）が認定され、複数の原子炉で導入された。

応力腐食管理プロジェクトは2025年末に終了し、2026年からは、モニタリングおよび維持管理の戦略の実施を通じて、応力腐食のモニタリングは定期的な設備維持管理プログラムにおける恒常的な運用に移行する。

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。

偽造品、不正品および疑惑品に対する措置（CFSI）

EDFは、稼働中または建設中の原子力発電所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、ASNはこれを適切と判断した。

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た。

稼働中の発電所において、CFSIの疑いがある部品の書類確認および点検を行ったが、当該機器に特に異常は見られなかった。

（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－運転中の発電所における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原子力安全に対す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（運転自体に関連するリスクおよび内部または外部からの攻撃に関連するリスク）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。
- ・技能開発への多額投資：各原子力発電所は、あらゆる種類の状況に対す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（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、環境法第L.593-1条において記載される保護利益（すなわち公共の安全、健康および衛生ならびに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。

制御システム

原子力の安全性は内的小および外的な数多くの制御を受ける。EDFは、4年に一度、各原子力発電所（原子力発電センター（CNPE）を含む。）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実施された監査に基づき発行され、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、合計件数は約20年間で4分の1となった。2025年における件数は、原子力発電所全体で23回（フラマンビル3原子炉での1回を含む。）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ASNRによって以下のとおり制御されている。

－ASNR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（公共の安全、健康および衛生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ならびに気候変動およびその影響に関する知見を含むノウハウ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、ASNR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。

ASNR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ASNRは、事業者に対する追加的な要件を定めることができる（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営－フランス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」の規制上の枠組みの欄を参照。）。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点検（OSART）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。2025年には、シノンにおいて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。2025年には、このようなピア・レビューが4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、ASNR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。FARNと呼ばれるこの原子力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。当該ユニットは、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。

ASNR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ASNRに重大事象を申告することが義務付けられている。

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ASNRに申告しなければならない。当該申告には、INES尺度（国際原子力事象評価尺度）（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。ASNRは、事象の分類について最終的な権限を有する。ASNR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。2025年、EDFは、フランスにおいて、2024年に申告された755件に対して、742件の重大安全事象（SSE）（フラマンビル3を除く。）を申告した。INESレベル2以上のSSEの申告はなかった（2024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。

2025年の原子力の安全性の詳しい結果は、原子力安全・放射線防護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（2025年の報告：[ignsr.com/wp-content/uploads/2026/02/Rapport-IGSNR-2025.pdf](https://www.ignsr.com/wp-content/uploads/2026/02/Rapport-IGSNR-2025.pdf)）。

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向けの研修および演習、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23%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。2025年は、原子炉1基当たりの平均集団線量は0.68人・シーベルトである。2025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（0.81mSv）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処理、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処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実施している。

フッ素化（または転換）

EDFの需要は、フランスのOrano、ならびにカナダのCamecoおよび米国のConverdyn等国外における他の生産業者により満たされている。

天然ウランのウラン235への濃縮

EDFは、Orano（フランス）ならびにUrenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）といった世界の主要な濃縮業者との契約を通じて、濃縮サービスの需要を満たしている。当該契約の大半は、固定価格契約である。

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。この再処理は、2018年に再開され、現在は900MWの原子炉4基を対象としている。技術的な改造の完了および必要な認可の取得を条件として、2027年までに約1,300MWの原子炉に再処理ウランを燃料とする燃料集合体が供給される予定である。

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燃料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）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、フランス環境法第L.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5月28日に完了したが、2023年12月31日時点の使用済燃料管理引当金の額に反映されているEDFの債務算定手法に重大な影響はなかった。現在までに、この監査を委託したDGECからのフォローアップ・レターは発行されていない。

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：緊密なパートナーシップ

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

- ・2008年12月：2008年から2040年の期間を対象とした枠組み契約
- ・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リ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、ラアーグにある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プロジェクトも含まれている。この計画は2024年9月24日にASNRに提出され、DGECは2025年3月10日付の書簡において異議を唱えなかった。さらに、CPNは2025年3月17日、同計画について「主にEDFによって資金が調達される」と明記した。Oranoの主導で策定された産業計画は、「アヴァル・デュ・フューチャー（*Aval du Futur*）」プログラムである。2026年3月12日の会合において、原子力政策審議会は、既存の原子力発電所、ひいてはEPR 2原子炉の需要を満たすために、ラアーグのバックエンド燃料サイクル施設をアップグレードすることを目的とする当該プログラムの進捗状況に留意した。また、OranoとEDFの間で合意に至った予備的な合意についても強調し、これにより最終投資決定が下されるまでの間、当該プログラムの推進が確保されることとなった。

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がラアー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の現施設で貯蔵プールを高密度化する計画は引き続き実施されており、2025年半ばには最初の高密度バスケットが入槽された。当該計画は、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在稼働中の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プロジェクトは、フランスにおけるすべての原子力施設において、廃炉までに生じる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、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、将来の世代に対応して適応可能な柔軟性も備えている。

ラアグにあるOrano施設での使用済燃料再処理から生じるHLWおよびILW-LLは、深地層に貯蔵されるまでの間、専用施設に貯蔵されている。

プロジェクトの主要な段階

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」ことが強調された。

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・バロワ（ムーズ）地区土地利用基本計画、オート・ソ（ムーズ）地方自治体間都市計画文書、およびゴンドルクール・ル・シャトー（ムーズ）地方都市計画文書を、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回の会議が含まれていた。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6月に実施された。ASNRは、2025年11月25日に発行した意見において、ANDRAは安全性評価に使用する基本データに関して十分な知見を獲得しており、その知見に基づく運転段階および閉鎖後の段階における安全性実証は、新施設の設立認可申請段階において満足のいくものであると判断した。この実証は、パイロット産業段階に限定される試運転に備えて、さらに拡充される必要がある。ASNRは、調査中にANDRAが表明した誓約に従いANDRAによって補完された申請書類について、公開調査が実施される可能性があると考えている。

2016年に策定された費用計算の基礎となるANDRAのスケジュールには、初期の産業パイロット段階が含まれており、最初の廃棄物の搬出は2035年から2040年の間と見込まれている。この日程は、新たな費用計算の裏付けとなる基準スケジュールにおいて更新される予定である。

瀝青質の廃棄物の処理

Cigéoの安全オプションファイルの審査の一環として、ASNRは、瀝青廃棄物を現状のままCigéoに貯蔵する以外の選択肢の調査を要請した。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、同グループは、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。その後、2025年予算法第18条において、Cigéoが納付すべきINB税に関する規定が明文化された。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。

2025年5月、ANDRAは、Cigéoの費用見直しに関する報告書を、気象エネルギー総局（DGEC）、ASNRおよび関連する議会委員会に提出した。廃棄物産出業者を含む利害関係者は、この報告書に対して意見を表明しており、これを受けて、政府は、2026年度上半期にCigéoの新たな「目標費用」を設定する。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

ビュジェ施設に所在するICEDAは、運転および原子炉の廃炉から出る長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）（使用済燃料処理から生じたILW-LLを除く。）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およびクリュアスの操業から生じる廃棄物が、ICEDA施設で安定化処理された。

2024年、ASNはICEDA施設での安定化処理に受入可能な廃棄物の放射線特性を変更することを承認した。2025年2月24日、ASNRは新たな範囲を盛り込んだ安定化処理認可を付与し、ICEDAは設計どおり廃棄物の100%を安定化処理することが可能になった。

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2月28日に発行された。

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、UNGG原子炉の廃炉により生じる。2015年7月、ANDRAは、フランスのスーレヌ地域（オーブ県）に所在する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）の下で作業が進行中である。

2020年8月6日付のASN意見第2020-AV-0357号および第5回PNGMDR（フランスの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＝スーレヌの施設での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ASN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が運営するスーレヌ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った。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日から2025年2月7日まで開催され、その後、EDFは同プロジェクトを進めることを決定した。

Cyclifeグループの設立および開発：廃炉および放射性廃棄物の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。当該子会社は、現在は完全保有されている。

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処理経路を開発し、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グループは、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を取得し、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1日、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、安定化処理、搬出業務を専門としている。

2025年7月1日、子会社であるCyclife Engineeringを通じて、DNUCおよびEffectiv Consulting (EC) の株式51%の取得が完了した。DNUCおよびECは、現場作業および廃炉作業を専門としている。

子会社であるCyclife Technocentreは、フェッセンハイムに新たなVLL金属リサイクル施設を建設および運営するために、2025年11月に設立された。

2026年1月1日、子会社であるCyclife UKおよびCyclife Aquila Nuclearは、認知度の向上、市場でのプレゼンスの強化および部門横断的な事業の最適化を図るため、Cyclife UKに統合された。

このため、Cyclifeグループは成長を続けている（2025年末現在の従業員数は1,400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つの異なる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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「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評価のため10年ごとに点検を実施し、保護利益に関するリスクおよび課題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、気候変動およびその影響に関する知見を含むノウハウの新たな進展ならびに類似の施設に適用される規則が考慮される。

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。

900MWe系列

2016年度上半期、フランスの900MWe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900MWe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ASNRの見解に影響を与えるものではない。

2021年2月23日、ASNRは、EDFの900MWの原子炉を、汎用段階の結論を踏まえ、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。ASNR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、900MW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」。これらの汎用的措置は、各原子炉について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が補完される。

2023年8月10日、ASNR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ASNR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年点検における作業の第1段階における変更の展開は、最初の当該点検の教訓を活かし継続されている（2025年末までに、25基において4回目の10年点検が完了した。）。作業の第2段階における変更は、初号機であるトリカスタンの原子炉1号機で、2023年の部分点検において成功裏に完了し、2025年にはさらに4基の原子炉（ビュジェ2、トリカスタン2、ダンピエール1、ビュジェ4）に展開され、2026年初頭には別の原子炉（グラヴリーヌ1）で完了した。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、ASNRと開始され、現在も進行中である。

2025年7月1日、ASNRは、EDFの1,300MWの原子炉について、汎用段階の結論を踏まえて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関する見解を表明し、関連要件を定めた。これらの汎用的措置は、各原子炉について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が補完される。

2026年1月、EDFは、1,300MWe系列の原子炉における最初の4回目の10年点検を、初号機であるパリュエル1において開始した。

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ASNR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、将来的にこれを延長することは、引き続き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年末に、900MWe系列の5回目の10年点検に向けた調査が実施された。最初の点検は、2029年に予定されている。これらの調査では、気候変動への適応という大きな課題ならびに発電所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が考慮された。

2024年12月10日、ASNR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年を超えた発電所の稼働の継続に関する「長期的」な検討が開始された。これはASNRが設定したタイムテーブルの一部であり、ASNR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、科学的小および方法論的な研究開発および開発のニーズの特定が含まれる。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にも基づいている。

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）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）
- ・ASNRの意見および提言
- ・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ASNR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

グラン・カレナージュ（Grand Carénage）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、2025年末時点で現在のユーロ価値で36.3十億ユーロ（2021年のユーロ価値では32.6十億ユーロ）と再見積りされた。2025年、投資総額は5.0十億ユーロであった。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現在のユーロ価値における見積額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）、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、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。これは、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
- ・計画された廃炉作業固有の安全基準の改訂を含む文書に基づき、ASNRの承認を得た上で必要に応じて行われる、主要な段階での進捗状況の検討
- ・最終的には、廃炉作業および清掃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（ショー施設（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
- ・クレイ・マルヴィル施設における高速中性子炉（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（ビュジュ、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、プロジェクト事業者として行為する。

EDFは、PWR原子炉1基の解体に、余裕期間を含めずに約15年かかると見込んでいる。

最終的に閉鎖されたEDFの旧型の第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、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。高レベル廃棄物は存在しない。

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、これらのうち95%は非放射性である。

短寿命VLLWおよびLLWの既存の再処理施設は、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2 3（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2 3（2）①（i）（ロ）（c）（A）核燃料サイクルにおける段階および課題—長寿命低レベル廃棄物」の記載を参照。）。UNGG原子炉の解体については、恒久的な処分施設が利用可能になるまで、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（2045年にシノンA2原子炉から黒鉛の初回搬出が行われる予定である。）。

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、コンクリート製シャフトから搬出するために必要なクレーンが度々使用不能になることから、クレーンを全面的に改修し、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クレーンの改修

2025年、原子炉容器が吊り上げられ（設置されていたコンクリート製シャフトからの搬出）、輸送用スタンドへ移送されたことで、作業は新たな主要マイルストーンを達成した。現在、事前分割作業が進められており、特にポリマーシールによるプール底部の漏水防止対策や、断熱材の切断作業が開始されている。

廃炉シナリオにおいて、ショーA廃炉命令の規定（特に中間段階（「第1段階」：電気機械解体および構造物の清掃）のスケジュール）が遵守されることを確保するため、2025年12月にフランス環境法第R.593-48条に基づく同令の改正申請が正式に提出された。現在、原子炉容器の解体完了は2027年と見込まれている。

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、廃炉作業（回路の排水、ホウ素の除去、燃料の搬出）ならびに解体準備（特定の設備およびサポート機能の閉鎖および撤去、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責任は、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、ラアーグに輸送されたが、これは非常に優れた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））が行われた。この作業は、2023年6月に完了した。

使用済蒸気発生器の上部部品（原子炉1号機および2号機の運転中に交換されたもの）の処理がスウェーデンで実施された。最初の3つの下部部品は、輸送経路にある国々の安全当局から多国間合意を得た後、2025年10月にスウェーデンに輸送された。残る3つの下部部品の輸送は、2026年半ばに予定されている。

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。

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た（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2026年度第1四半期に発行され、廃炉に適用される一般作業規則に関するASNRの承認を取得後、2026年度第2四半期に発効する予定である。

廃炉に向けた準備作業の進捗状況は、暫定スケジュールどおりである。2025年末現在で96%完了しており、これにより、2026年度上半期には、命令が要求する廃炉の初期段階（解体サポート機能（電力、換気・暖房、搬送）の適応または改修、解体に向けた新たな設備および工具の整備、命令に基づく新たな枠組みに沿った運用文書の更新）に到達することが可能となった。

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が完了し、現地では原子炉容器に関する次の段階に向けた準備が進められている。この新たな段階における作業は、2023年9月26日に発行され、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施行された「完全解体」命令の規定に基づき実施されている。

2025年には、原子炉建屋の2つの装荷面のうち1つにおけるアスベスト除去作業が完了した。この面からは、2027年に開始予定の原子炉容器の燃料チャネル搬出作業が行われる。さらに、原子炉容器の周辺回路を解体するための現場施設（金属構造物、作業場および廃棄物処理エリア）の建設も完了した。原子炉建屋に、周辺回路へのアクセス用の開口部を設けるためのコンクリート壁の最初の切断作業が、2025年12月に行われた。これらの回路の分割作業は2026年に開始される予定である。

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。

2025年末までに、中性子遮蔽支持体（原子炉容器内部の最初の部品）の分割および廃棄物パッケージ内での安定化処理が完了しており、2つ目の部品であるダイアグリッドは搬出済みで、現在分割が行われている。燃料要素を支える金属部品であるダイアグリッドは、隣接する作業場における解体のために原子炉容器内部から撤去される最後の大型部品であった。R73廃棄物コンテナ（この種の廃棄物の輸送に適したコンテナ）の搬出ラインの復旧が遅れたため、分割作業は遅延している。一方、原子炉建屋内の作業は継続された。原子炉容器内部分割機が原子炉容器に挿入され、原子炉容器の固定された内部構造の分割に先立って試験段階が開始され、小型回転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、2025年に蒸気発生器建屋の解体作業が開始され、2030年まで続く予定である。

UNGG原子炉

UNGG原子炉の産業廃炉戦略については、2015年後半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
- ・シノン近郊に設置された工業的実証炉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
- ・「初号機」である原子炉（シノンA2）の初の解体、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、工業的実証炉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。

工業的実証炉の建設作業は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に関するものであり、UNGG原子炉の廃炉に必要なロボットアームの進行設計が進んでいる。最初の遠隔操作アームの機械部分の製造は、予定どおり2025年に完了した。残る作業は、アームに油圧部分を取り付け、全体的な試験を実施するのみである。

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月に終了した「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月に開催された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。2025年には、以下の3か所の廃炉に関する事項が並行して検討された。

- ・ASN/DES部局による技術的評価
- ・ASN/DRCによる解体スケジュールの検討。これは主にリヨンおよび現地での3日間の検査を通じて行われ、その結果、ASNのフォローアップ・レターならびに「したがって、この検査の終了時点で、検査官らは、EDFが工業的実証炉において『リスク低減』試験を展開し、また最初のUNGG原子炉および今後予定されている原子炉を解体する能力について、高い確信を持っている」旨の肯定的な評価が得られた。
- ・廃炉諮問委員会が主導する特別作業部会による、土壌および地下水の環境の（化学的および放射線学的な）状態の評価
ASN/DESによる報告書草案は、2025年11月半ばにEDFに送付された。

これらの評価および検討は一般的かつ部門横断的なものであるが、特に初号機であるシノンA2原子炉については、具体的な要請を行うことも可能である。

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。2025年9月29日、廃液貯蔵ステーションが産業運転を開始した。

シノンA2では、熱交換器建屋4棟すべてのフェール（一次回路の一部）が、溶融のためCyclife Franceに搬出された。設備の詳細な特性評価を行うための検査プログラムが進行中であり、2025年は特に、正確なモデリングを可能にするため、原子炉天井のスキャンに重点が置かれている。

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。特に燃料貯蔵プールを収容していたプール建屋において、電気機械解体作業が続けられている。

廃炉費用および長期的な原子力コミットメントを満たすために保有される資産

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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1.3「EDFの長期原子力債務の填補率」を参照。）。したがって、1999年より、専用資産が徐々に積み立てられている（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1.2.2「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、プレニリスおよびUNGG原子炉6基）を対象としていた。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EPR 2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「EPR 2」モデルの技術構成が2017年後半に開発された。EPR 2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。

2021年5月、EDFは、フランス政府に対して、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（「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。この資料の基本原則は、3組のEPR 2原子炉を、パンリー、グラヴリーヌおよびビュジェ近郊に順次建設するプログラムの実行、ならびに他の原子力発電所用地については8基の追加のEPR 2原子炉のEDFによる建設および操業に関する実現可能性の調査を継続することである。

2025年3月17日、原子力政策審議会は、提案された資金調達および規制枠組みの主要な原則を検討し、建設費用の少なくとも半分をカバーする政府による補助金融資、原子力発電量を対象とした差額決済契約、およびEDFと政府との間のリスク分担に関する計画を発表した。これらの措置は、上記の根拠に基づき政府とEDFの間で予備合意がなされたものであり、EDFが2026年後半に最終投資決定（FID）を行うことを見据え、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）に定義された国家援助規則に適合するものであるとして、欧州委員会の承認を待っている。フランス政府は2025年11月に正式な届出を行い、2026年3月31日、欧州委員会が正式な審査手続を開始する決定を採択した（欧州委員会の2026年3月31日付プレスリリースを参照。）。

2025年12月18日（EDFの2025年12月18日付プレスリリース「EDFは、EPR 2プログラムの予測見積費用を72.8十億ユーロと発表した」を参照。）、EDFはパンリー、グラヴリーヌおよびビュジェの各施設における6基のEPR 2原子炉建設プログラムに関する予測見積りを取締役会に提示した。この見積りは72.8十億ユーロ（2020年）に上り、2026年度第1四半期に新原子力発電に関する省庁間代表団（DINN）による監査を受けた。2026年3月12日の会合において、原子力政策審議会はこの監査の結果に留意し、EDFに対し2026年末までに提言を実施し、DINNが監督するフォローアップ・プロセスの一環としてその実施状況を報告するよう求めた。また、同評議会はEPR 2プログラムの資金調達および規制枠組みに関する主要な原則およびパラメータを確認した。

2026年の最終投資決定（FID）を待つ間、取締役会はEDFに対し、2026年の予算2.7十億ユーロを計上して同プログラムの開発を継続することを承認した。パンリーにおける最初のEPR 2の稼働目標は2038年であり、その後、12か月から18か月の間隔で、他の原子炉が順次稼働する予定である。

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。この取組みは継続しており、プロジェクト事業者の役割が強化されるとともに、Edvanceおよびサプライ・チェーン・チームがプロジェクト管理に組み込まれている。

プロジェクト事業者は、その他の職務に加え、以下の主要な責任をすべて負う。

- ・新たな原子力プロジェクト（EPR 2 プログラムおよびSMRプログラム）の安全性、品質、スケジュールおよび費用の各側面の管理
 - ・プログラムの長期的な収益性の確保
 - ・開発段階および実行段階の両方におけるプログラムの監督
 - ・プログラムの良好なパフォーマンス達成を長期的に確保
 - ・行政認可取得の確保、土地利用の管理、プロジェクトの地域への統合および主要な建設プロジェクトの監督
- プロジェクト管理者は、EPR 2 原子炉の設計を担当している。最終投資決定（FID）が下された場合には、プロジェクト事業者が設定した安全性、品質、費用、スケジュールおよびセキュリティ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による安全オプシオン書面の審査完了（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。

- ・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を対象とした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。2025年には、燃料の取扱いおよび機器の設置を容易にするため、建屋の1つを拡大する決定を含め、調査が続けられた。最終投資決定（FID）に向けて、2026年度上半期にも設計成熟度レビューが継続される予定である。
- ・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）に提出した。当該公開討議は、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月下旬から2023年2月下旬まで開催された。2023年6月28日、EDFの取締役会はEPR 2プログラムおよびパンリー・プロジェクトの準備を継続することを決定し、その後、施設建設認可および環境認可の申請が提出された。2024年6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、国務院への執行停止を伴わない上訴の対象となったが、2025年12月22日に却下された。パンリー・プロジェクトは、2025年1月25日付の国務院の命令により、公益事業として正式に認定された。
 - ー2024年に開始された準備作業は2025年に本格化し、特に既存の防波堤の補強、崖の整形、仮設住宅および駐車場の設置、沖合プラットフォームの拡張、過去の考古学発掘現場の撤去ならびに施設入口へのアクセス・ステーションおよび駐車場の建設に重点が置かれた。
 - 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はグラヴリーヌに関する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。2025年5月20日、EDFの取締役会は、グラヴリーヌにEPR 2ユニット2基を建設するプロジェクトの開発を継続することを決定した。このプロジェクトは、2025年6月18日に「グラン・シャンティエ（Grand Chantier）（主要プロジェクト）」としての地位が正式に認められ、2025年7月17日付の国務院の命令により公益事業として認定されたことで、重要な段階に入った。計画書類の整合性調整の申請が行われ、2025年夏に予備協議が実施された。2025年9月、EDFは、当該プロジェクトに関する情報共有および市民との対話を長期的に継続することを目的として、継続的な協議を開始した。10月下旬、EDFは用地造成工事に関する環境認可の申請を提出した。
 - ービュジェ：ビュジェの用地についての公開討議は2025年1月28日に開始され、5月15日に終了した。2025年9月30日、EDFは（収集された情報に基づき一定の変更を加えるものの）プロジェクトを継続し、建設に必要な行政認可の申請を行うことを決定したと発表した。公益事業としての認定申請は2025年11月下旬に行われた。

(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年度上半期において継続し、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。NUWARDは、5年で完成可能な、シンプルで高度にモジュール化された設計を目指している。

2025年、このプロジェクトは、最大400MWe、またはコージェネレーション・モードでは最大で320MWeおよび290MWthを供給可能な、総合効率53%を達成する1,150MWthのマルチエネルギー・プラットフォームに焦点を当てた基本設計段階を継続した。基本設計段階は2026年半ばに終了する予定である。一方、NUWARDは、産業界、顧客および金融投資家からの出資を誘致し、引き続き政府の支援を受けることを目的とした共同開発戦略を推進してきた。

NUWARDは、フランス、イタリアおよびポーランドとの国境を越えたパートナーシップの下、原子力IPCEI（欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）として、顧客を通じて第1弾の発電所群の開発を目指している。

（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。

産業プロジェクト・パートナーシップ部門は、以下の業務を支援する。

- ・プロジェクトの全体管理を行い、得られた知見が（HPCおよび将来のプロジェクトに役立てるため）プロジェクト間で共有されるよう確保すること
- ・（サプライ・チェーン部門を通じた）製造のモニタリング
- ・（建設および試験部門を通じた）建設および稼働段階への準備

子会社であるEDVANCEおよびEPR-Engineeringは、エンジニアリング部門の支援を受け、設計調査および契約モニタリングを実施する。

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、2基のEPR原子炉を建設するサイズウェルCプロジェクトに参加しており、英国政府（44.9%）、La Caisse（20%）、Centrica（15%）およびAmber Infrastructure（7.6%）と並んで12.5%の持分を保有している（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）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）（e）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年後半に、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か国の政府が主導する特別タスクフォースの枠組み内でインドの利害関係者との協議を続けている。長期的には、拘束力ある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。

オランダ

オランダは2021年にエネルギー政策を大きく転換した。当初はボルセレにある国内唯一の原子力発電所を2033年に閉鎖する計画であったが、政府は、欧州および国内の気候目標に沿って、化石燃料の段階的廃止による二酸化炭素排出量の削減および電力供給の安定確保という2つの課題に対応するため、原子力の復活を決定した。

また、2基の高出力ユニットを備えた発電所を建設するパートナーを選定するプロセスも開始された。これを受け、EDFはボルセレ施設における2基のEPR原子炉建設に向けた有償の技術的実現可能性調査を実施し、現在はオランダ政府およびNEO NL（オランダ政府がプロジェクトの開発担当として設立した組織）が主導する競争的対話に参加している。このプロセスの次の

段階では、EDFと競合他社はNEO NLとともに、公正かつ堅固な入札要件の骨子を策定することになる。選定されたパートナーの発表は、現時点で2027年後半から2028年初頭に予定されている。

ポーランド

ポーランドのエネルギー移行計画は、2024年でも電力構成の54%、熱供給構成の65%を石炭が占めているため、欧州で最も野心的なものとなる。この移行は、主に洋上風力発電所の開発と、2045年までに6 GWから9 GWの原子力容量の稼働を目標とする、フランスのプログラムに次いで欧州最大となる原子力プログラムに基づいている。2025年7月、ポーランド政府は4か国（カナダのAtkins Realis、韓国のKHNP、フランスのEDFおよび米国のWestinghouse）に対し、ポーランド中央部における同国2つ目の原子力発電所建設契約の競争的対話への参加を呼びかけた。

その他の主要な展望

欧州大陸で複数の国が新たな原子力プログラムの開始または再開を決定したことから、EDFは、欧州における高出力原子炉発電所の開発を目指している。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調査を実施するため、フィンランド、スウェーデン、スロベニアその他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および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

原子力エンジニアリングおよびプロジェクト変革プログラムは、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
- ・供給業者陣を整備し、供給業者に説明責任を持たせ、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国際的な主要企業であり、EDF（80.5%）および三菱重工業株式会社（19.5%）により保有されている。

同社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。Framatomeは、確かな専門技術、健全な基準の裏付け、かつ24,000人超の従業員を擁して、原子力発電所向けの機器および燃料に加え、計装制御システムの設計、製造、設置および保守を行っている。2025年、Framatomeは技術の維持および向上ならびに成長を確保するため、2,600人超の従業員を採用した。

Framatomeは、フランス、ドイツおよび米国において、業界で大きなプレゼンスを占めている。

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。2,500人超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の子会社であるAdvanced Nuclear Fuels GmbH（ANF）は、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。

Framatomeの米国の子会社は、リンチバーグ（バージニア州）に本社を置いている。2,300人超の従業員を有しており、主要な事業は、現在稼働中の北米の原子力発電所（米国およびカナダ）の保守および改修、必要な燃料の供給、新たに建設する可能性のある発電所の支援、ならびに永久的に閉鎖となった原子力発電所の再稼働である。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を製造している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。

Framatomeは、南アフリカ、アルゼンチン、ベルギー、ブラジル、ブルガリア、カナダ、中国、韓国、スペイン、フィンランド、ハンガリー、日本、カザフスタン、チェコ共和国、ルーマニア、英国、スロバキア、スイスおよびスウェーデンを含む20を超える国においても、業界または商業的事業を行っている。

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製造、供給および稼働、ならびに保守サービスの提供および原子炉燃料の供給に集中している。安全で競争力のあるソリューションを提供し、それらを産業化するとともに、顧客との合意で設定された品質・コスト・納期の基準に従ってプロジェクトを遂行することを目標としている。

同社の顧客基盤は、いくつかの世界的な大手エネルギー企業を含み、世界中の380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年超の経験とともに、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原子炉の新規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、ジュモンおよびモンパールにおける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。

2025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、特に英国のヒンクリー・ポイントCにおけるEPR原子炉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のEPRに向けた機器の生産を開始した。また、現在稼働中の原子炉向け交換部品の供給も行っている。

2024年のJeumont ElectricおよびVanatomeの取得、続いて2025年のVelan France（現Valserve）およびSegaultの取得、加えてSelectarcの株式の取得により、Framatomeのサプライ・チェーンの安定性は確保され、原子力および防衛分野における産業基盤と業績が強化された。

計装制御（I&C）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制御システムの設計、製造および設置を行う。そのアナログかつデジタルな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（I&C）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制御（I&C）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年超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、最も厳しい国際的な安全基準を満たし、顧客の要求を満たしている。新規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、機器の設計業者として、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参入している。

Framatomeは、フランス（EPR2プログラム）および英国（ヒンクリー・ポイントC1号機および2号機ならびにサイズウェルC1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の新規原子力発電所建設プロジェクトの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) 2025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（フラマンビル2号機の蒸気発生器の交換。この作業は2026年度第2四半期まで続く予定である。）およびBruce Powerの代理でカナダ（Bruce Power3号機）などで、いくつかの主要部品の交換作業が行われた。

Framatomeは、依然として活発かつ競争の激しい環境である北米市場において、同社の設置基盤の成長を続けた。ブラジルにおけるAngra3プロジェクトへの機器の出荷は、顧客であるElectrobrasの支払困難により中止された。

計装制御事業は、フランス、英国、欧州および米国における新規建設プロジェクト、改修プロジェクトおよび活発なサービス事業に牽引され、成長を続けた。

2025年、Framatomeは原子力および主要産業の事業者の間で高まるサイバー・セキュリティの需要を背景に、専門的知識をまとめるためにすべての商業用サイバー・セキュリティ活動を計装制御（I&C）事業内に集約することを決定し、統一されたサイバー・セキュリティ戦略を確立した。

子会社であるAllentis（ネットワークのモニタリングおよび検知）、Cyberwatch（脆弱性管理）、およびFoxguard（産業用サイバー・セキュリティのインテグレーターおよびカスタマイズされたITシステムのプロバイダー）は現在、I&C事業ユニットの一部であるFramatomeのサイバー・セキュリティ事業ラインに属している。

主要なプロジェクト管理および部品製造の活動は着実なペースで継続された。

フランス

- ・フラマンビル3 EPRについては、2024年12月21日に電力網に接続された後、2025年に以下の主要なマイルストーンを達成した。2025年11月にDEM33試験段階（ゼロ出力試験および60%出力への段階的な引上げ）が終了し、12月から実施されていた最終的なDEM34試験段階（100%出力への引上げならびに炉心および一次システムの挙動検証）では、2025年12月14日に100%の出力に達した。
- ・EPR2プログラムについては、Framatomeは2025年9月にU1 EPR2一次電動ポンプユニット（GMPP）の製造を開始した。ル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの工場では、大型部品の生産も継続された。

英国

- ・ HPC EPRについては、2025年7月に原子炉容器の生産が終了し、2025年9月にヒンクリー・ポイントCの2号機における蒸気発生器の水圧試験が完了した。2号機の原子炉容器および2つの蒸気発生器がHPCプロジェクトへ出荷され、残りの2つの蒸気発生器も完成した。
- ・ サイズウェルCのEPRについては、2025年7月の最終投資決定（FID）を経て正式に建設が開始され、2025年11月には財務上のクロージング（経営および財務に関する契約の締結）が完了した。ル・クルーズ、サンマルセルおよびジュモンの工場では、大型部品の生産も継続された。

2025年、Framatomeの燃料事業では、ハンガリーおよびチェコ共和国においてVVER型発電所への燃料を供給する契約を締結し、EDFの発電所へMOX燃料を供給する契約を更新した。米国市場での活況も追い風となっている。

フランスのEPR 2 プログラムに連動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、また主権の強化を企図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、近代化および新たな事業に向けた成長と生産能力の定着が進むサプライ・チェーンに関するものでもある。

外部成長に向けたいくつかの取引が2025年に完了した。Framatomeは、原子力、防衛およびエネルギー分野における高性能バルブを専門とするVelan SASおよびSegaultの2社を買収した。Velan SASはValserveに社名を変更した。これらの買収は、2024年のVanatomeの買収に続くもので、サプライ・チェーンの拡大および強化を図る戦略の一環であり、これによりFramatomeのバルブ事業ラインの設立が可能となった。またFramatomeは、スロバキアに拠点がある非破壊検査（NDT）企業であるReaktortestの残りの株式取得を完了し、Selectarcの株式40%を取得した。Selectarcとのパートナーシップは、フランスにおける原子炉の一次回路の部品製造に不可欠な戦略的溶加材の長期的な供給を確保することを目的としている。

より一般的には、Framatomeは、パフォーマンス向上およびリードタイムの最適化を目指すEDFグループのオペレーショナル・エクセレンス・イニシアチブの一端を担っている。このイニシアチブは、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・最適化し、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、製造および建設が最初から準拠するよう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。

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。2025年、FramatomeおよびSN Nuclearelectrica SAは、ルーマニアのチェルナヴォダ発電所における同様の医療用同位体生産プロジェクトを確定する契約を締結した。さらに、Framatomeおよびベルギーの企業であるIon Beam Applicationsは2025年初頭、アルファ線放射性核種治療に使用される放射性同位体であるアスタチン-211を生産する施設のネットワークを米国および欧州に構築する意向を発表した。最後に、EDFの原子力発電所の1つを用いてコバルト-60を生産するための試験的照射プロジェクトに関する契約が、EDFとの間で2025年11月に締結された。

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攻撃潜水艦プログラム、第3世代弾道ミサイル潜水艦（SNLE 3G）、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の軍事応用部門のためのプロジェクトである。Framatomeのすべての事業ユニットが参入しており、2025年には、フランス国防省の資金援助を受けた産業基盤投資計画の実施、ジュモンの施設における防衛事業ラインの稼働、そして防衛分野の顧客に向けた複数の生産拠点からの機器、部品、調査およびサービスの生産・出荷が行われた。

2023年10月に設立したFramatome Spaceブランドの下、Framatomeは宇宙産業が次の探査目標を達成できるよう、原子力技術およびツールを提供している。2024年は、欧州宇宙機関（ESA）向けにArianeグループおよびCEAと共同で行われた初のALUMNI研究が大きな成果となった。この研究は、放射性同位体技術および核分裂反応炉技術の両方における将来の開発に向けた道筋を開くものである。2025年、Framatomeは、月面原子炉用TRISO燃料の開発に向けた実現可能性調査についてイタリアのEneaと、また宇宙空間における放射性同位体エネルギーシステムの開発を支援するために英国のPerpetual Atomicsとそれぞれ戦略的パートナーシップを締結した。この2つめのパートナーシップにより、2025年9月にESAにとって初の「主契約者」としての契約が締結された。Framatomeは、将来の開発におけるスペシャリストとしての地位を確立しつつある。

民間原子力産業で世界的な主要イベントであるWNE（世界原子力エキシビション）において、イオン交換樹脂（原子力発電所で廃水処理に使用されるイオン交換樹脂は、最終貯蔵に向けた固化が困難である。Waste Eraserでは、この樹脂を液化することで廃棄物の量を削減し、最終貯蔵にかかるコストを低減するとともに、安全で長期的な貯蔵を実現する。）の処理に関する「Waste Eraser」プロジェクトがイノベーション賞を受賞した。

（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INBを操業している。

原子力の安全性に関する2025年の実績（Framatomeの目的は、事業活動の中で発生するあらゆる不適合や異常を可能な限り正確に検知、報告、対処することである。この指標は、経験の共有をさらに強化し、「微弱なシグナル」に対する分析の範囲および重要性を広げ、高めることを目的としている。INESレベル0で報告される事象は、「微弱なシグナル」とみなされる安全上の逸脱であり、事業活動におけるリスク予防をより適切に管理するための継続的改善アプローチにおいては十分に考慮する必要がある。「微弱なシグナル」の報告および経験の共有を促進するため、Framatomeではすべての逸脱を検知・記録した後、独立した安全部門が分析を行い、安全当局への報告レベルが決定される。）

2024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。2025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）13件、レベル1のSSE 1件を申告した。

原子力の安全性に関する2025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。2025年12月31日現在の連結財務書類の注記16.1「その他の廃炉引当金」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。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65%である2,350人）、インド（約500人）および英国（約350人）を中心に、16か国で約3,600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で、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に導入されており、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、27年超にわたり中国で事業を行っており、タービンおよび／または交流発電機向けの建設サービス（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。これらのサービスは、複数の原子炉タイプ（M310、CPR1000、EPR、AP1000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（CSEPDPI、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、インドにおいても長年事業を行っている。同社は、インドの大部分の原子力発電所向けにタービンを供給しており、パートナーであるBHELと協力して新たに建設されるゴラクプルおよびカイガの原子力発電所のためのタービン生産に取り組んでいる。また、サナンドにも工場を有している。

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2025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、南アフリカの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。EDFとの間で新たな枠組み契約が締結され、特にEDFとのCP1型原子炉の容量増加（11の低圧シャフトライン）に関するもの、および長期原子力管理契約の更新が締結された。Arabelle Solutionsは、依然として競争の厳しい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、特にルーマニア（チェルナヴォダの耐用年数延長）、スウェーデン（Uniperとの複数年にわたる維持管理契約）、中国（Dongfangとのサービス協働契約）およびアラブ首長国連邦（バラカ）などで新たな契約を締結した。なお、海外の顧客への機器の出荷は問題なく進行した。

新規の原子力プロジェクトでは、主にポーランド（AP1000）、英国（サイズウェルC／EPR）、米国（Terrapowerが開発したSMRプロジェクト）、およびフランス（熱交換器、ポンプ、バルブ、エンジンルームの配管を含む範囲を拡張したEPR2およびNaval GroupとのPANG次世代空母プロジェクト）におけるプロジェクトに向けた機器の供給（設置の有無を問わない。）に関する重要な契約が締結された。フランスのフラマンビル3、英国のヒンクリー・ポイントC、EPR2、トルコのアックユ、エジプトのエル・ダバおよびカナダのダーリントンにおいて重要なプロジェクトの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）の変動に対応する。また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

2025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)	2025年12月 31日現在 稼働		開始年	発電 (正味エネルギー発電量) (TWh)	
		ユニット数	合計容量 (MW)		2025年 12月31日	2024年 12月31日
石炭	580	2	1,160	1983年および 1984年	0.20	0.20
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	0.36	0.31
	203	1	203	1992年		
	134	1	134	1996年		
	125-129	2	254	1998年および 2007年		
	185	2	370	2010年		
	179-182	3	542	2008年および 2009年		
	コンバインド・ サイクル・ ガス・タービン (CCGT)	427	1	427	2011年	2.57
	465	2	930	2012年および 2013年		
	585	1	585	2016年		

2025年における発電

2025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0.75%を占めた。2025年末において、稼働中の火力発電所は、合計設備容量4,945MWを有していた。

2025年の火力発電（正味エネルギー発電量）は合計3.14TWhとなり、2024年（2.65TWh）よりも稼働率は高かった。2025年の石炭火力発電所は0.2TWh、CCGT発電所は2.57TWhおよび燃焼タービン発電所は0.36TWh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維持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、2021年4月1日にル・アーブル発電所を永久的に閉鎖した。2025年5月、EDFは、コルドメ火力発電所における最後の2基について2027年3月31日に永久的に閉鎖することを発表した。

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。

そのため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）を燃料とした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。また、2024年6月にヴェールで行われた試験における実現可能性評価プロセスの終了時にRED認証を取得したことで、持続可能な燃料から生産された電力が正式に再生可能エネルギーとして認定された。

火力発電所の排出量

2025年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、1.5百万トン（2024年は1.3百万トン）の二酸化炭素を排出した。2025年の発電量1kWh当たりの正味二酸化炭素排出量は、469g/kWh（2024年は477g/kWh）であった。この減少は、主にCCGT発電所の出力増加によるものであり、特に2024年4月から停止していたブシャンのCCGT発電所がEDFの火力発電構成に復帰したことを反映している。その結果、4か所のCCGT発電所のシェアは2024年を上回り、火力発電所の二酸化炭素排出量の65%を占めた。20%がCETACオペレーション・センターにおける燃焼タービン（燃料油による燃焼タービンの多用により、2024年比でわずかに増加）、15%がコルドメによるものであった。2025年の火力発電所の発電量に対するCCGT発電所の寄与率は81%（2024年は79%）であり、その結果2025年の石炭火力発電所の相対的な寄与率は低下し、火力発電所の発電量の約6%（2024年は約7.5%）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。

2025年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、225トンの二酸化硫黄（SO₂）（2024年は294トン）、1,293トンの窒素酸化物（NO_x）（2024年は974トン）および7トンの煤塵（2024年は6トン）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倍超、二酸化硫黄（SO₂）については165倍超、煤塵については500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
- ・コンバインド・サイクル・ガス・タービンの稼働
- ・2025年1月1日以降、モントローの燃焼タービンにおけるガスの優先的な使用

規制上の枠組み

排出規制

火力発電事業は、いくつかの欧州指令（（「セベソ3」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（IED指令）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、特定の規則にも服する。

天然ガスコンバインド・サイクル・タービンによる効率的な火力発電所

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た。

マルティエグのGCCT施設は、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ー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である。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発電所は、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。

ハイブリッド化によるCCGT発電所のパフォーマンス向上

電力網の安全性を確保するために常に柔軟性と革新的なソリューションを模索しているEDFは、BESS（二次電池電力貯蔵システム）によってブレノのCCGT発電所をハイブリッド化するプロジェクトを開始した。この15MWの電池は、CCGTと連携して稼働しつつ、電力網の需要に応じて電力を貯蔵および放出することが可能である。

この実証炉はフランス初の試みであり、複数のグループ企業から70名超の専門家が参画した。このイノベーションは、ハイブリッド化の原理に基づいており、電池はブレノのコンバインド・サイクル・ガス・タービンに統合され、特許取得済みの技術的な相乗効果を生み出す。電池は単独で、またはCCGTの補助として稼働できるため、柔軟性が向上する。追加の二酸化炭素排出を伴わずに数秒で起動できるため、CCGTの全出力を利用することができる。すなわち、BESS（二次電池電力貯蔵システム）の応答性によりCCGTの応答性が向上し、その後CCGTが稼働を引き継ぐようになっている。

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。現在稼働中の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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記16.1「その他の廃炉引当金」を参照。）。

2025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を考慮しつつ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）、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うる課題の水準に応じて、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、施設の閉鎖時、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実行され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。

水力は当グループが生産する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。

2025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	20,502	2,060	1,280	443	1	240	24,525
欧州（フランスを除く。）	1,192	2,121	688	5	-	-	4,007

米国	205	5,161	2,759	25	-	-	8,150
アジア	432	1,191	893	23	-	-	2,539
アフリカ ⁽¹⁾	168	381	1,590	-	-	-	2,140
純設備容量合計	22,499	10,914	7,210	496	1	240	41,360

(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。

2025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80年（2021年に再計算された、一定規模の発電所に係る1年の移動平均。2025年において新規施設の稼働または廃止はなかった。）であった。

水力発電所	2025年12月31日	2024年12月31日
最大容量合計 (GW)	20.12	20.17
揚水発電所を含む発電量合計 (TWh)	42.60	50.52

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20.12GW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。）。観測された年間発電能力は、平均で約40テラワット時である。

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	3,654	16.38
ダム/貯水池	8,151	14.15
調整池式発電所	3,077	7.76
揚水 ⁽²⁾	4,993	1.49
潮汐発電所	240	0.53

(1) 60年間の平均発電能力は、観測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、重力発電能力のみ。

(b) 水力発電所の性能

2025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、630百万ユーロ超（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20,115MW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動を抑え、必要に応じて出動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2025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。2025年は、わずかな水不足がみられたものの、発電実績は良好であった。EDFの水力発電所は、フランス国内におけるEDFの総発電量の10.23%を供給した。

間欠性再生可能エネルギー（太陽光および風力）の普及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、施設の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海外県および海外地域）では、AクラスおよびBクラスの259の水力発電所について、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。

2025年は、グヌール（アリエージュ県）およびコワズレ（アン県）のダムにおいて、巨礫岩の落下リスクを防止するための工事が行われた。これに伴い、予防措置として貯水池の水位を下げる必要があった。

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。水力発電所は、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、水圧管は、その高度および直径によってA、B、CまたはDクラスに分類される。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条に定める条件に従って水力発電委託契約を更新または延長する場合、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。

この枠組みは変更される予定である。フランス政府は、欧州委員会と協議を行っており、首相は2025年8月28日、原則合意を発表した。これは、EDFによる支配的地位の乱用および期限切れの水力発電の委託に関する入札を実施しなかったとして、フランス政府に対して発令された2件の正式な警告を解決することを目的としている。

この合意に基づきフランス政府が提案した当該枠組みには、以下の3点が含まれている。

- 1 フランスの水力発電事業について、委託制度から認可制度への移行
- 2 公共の利益における、安全、水管理、地域の技能および雇用の維持ならびに地域への価値の還元という観点から、発電所の運転継続を確保するために不可欠であるため、現在の事業者を維持する選択肢
- 3 最終的な消費者の利益のために、EDFが他の事業者に対して6GWの水力発電の容量を売却すること。これらの事実上の容量は、CREの監督下において、競争入札により売却される。

フランス政府が提案した合意（上記「規制上の枠組み」の枠内を参照。）は、水力発電の拡大に新たな弾みをつけ、新たな大規模プロジェクトを立ち上げるため、現在、フランス法に反映する必要がある。2026年1月13日、フランスの2名の国会議員により、法案第2334号「エネルギー移行に貢献するための水力発電部門への投資を活性化させること」が提出された。同法案は、2026年2月5日に国民議会の第1読会を通過し、2026年4月13日に上院で審議される。

EDFは、2035年までに2GWの容量を追加できる可能性のあるプロジェクトのポートフォリオを特定した。特に、新たなモンテジック揚水発電所の建設が挙げられる。さらに、その後も2GWの追加が見込まれており、水力発電の設備容量が20%増加する可能性がある。

EDFはただ待つのではなく、水力発電所の改善策を数年間模索してきた。

- ・改修を行わない委託については、これらの出力増強に対応するため、必要に応じて関連する機器（タービン・オルタネーター・ユニット、変圧器等）を交換し、タービンの水量または機械の効率（過出力）が向上した。具体例は以下のとおりである。

－2012年に開始され、2025年に完了したグラン・メゾン・ペルトン・ユニットの改修では、ホイールおよびインジェクターを新設計のものに交換し、変圧器および交流機を取り換えたため、4基のタービンそれぞれで13MWの出力が増えた。

－ロット県で最大規模のラヴァル・ドゥ・セール第2水力発電所の現代化では、既存のフランシス・タービン2基を新設計のより効率の良い新たなタービン2基（約5%の効率向上をもたらす。）に交換することにより、発電容量が90MWから100MWに増える見込みである。このプロジェクトは、3年かけて実施され、2027年に完了する予定である。

- ・EDFは、フランス・エネルギー法第L.511-1-6条に基づき、実質的な変更が行われていない委託について改善措置を講じた。2022年以降、発電容量の増強申請が7件提出されている。2026年に完了予定のモンタギュ（エロー）プロジェクトでは、2基のペルトンのホイールをより高出力かつ設計の優れたモデルに交換し、より効率の良いインジェクターに改良し、2基の交流機を交換することで、発電所の容量を90MWから96MWへと約7%増強する見込みである。

EDFはまた、アン渓谷の発電の柔軟性を高めるため、ソー・モルティエ（ジュラ県）における18MWのポンプタービンプロジェクトにも参画している。初期工事は既に進行中である。

「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 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82%を水力発電地帯で行っており、5,945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、4,917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2025年のフランス経済における購入額および百万ユーロ当たりの間接雇用の影響に基づいて算出される（INSEE（フランス国立統計経済研究所）の経済データ）。）。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、90社超の地元企業への資本融資を通じて、約780人の雇用を支援してきた「EDF, Une rivière, un territoire」（EDF、1地域に1つの川）というプログラムを通じて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
 - ーバランスの取れた資源管理のため：2025年の夏は、2度の熱波および南部、特にピレネーにおける著しい降雨不足に見舞われた。これらは、EDFが実施した低水位支援措置に影響を及ぼした。ガロンヌ川における流量支援は、ガロンヌ公益企業体との密接な協力の下で実施され、トゥールーズにおける流量の最大40%を占めた。また、オード川におけるEDFの支援措置を計画するマトマル合意が、水の使用制限と同時にフランス政府により始動した。ガロンヌ川における支援措置は9月に終了したが、10月に再開された。
 - ー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（既存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。2031年に稼働予定。）の一環として、EDFは2020年の調査開始から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の最大容量（これは、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。EDFは、水力発電事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、多数の河川の水流量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）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の水力発電事業において、気候変動は以下の点に影響を及ぼす可能性がある。

- ・発電所の安全性および関連する投資
- ・特定の施設および設備の耐用年数
- ・水力発電容量の変動およびエネルギー構成の柔軟性への寄与
- ・生産および施設の経済パフォーマンス
- ・水の利用、ひいては多目的利用の管理
- ・水力発電施設の上流および下流ならびに貯水池における水質および生態系

上記の結果、特定された主な課題は以下の3点である。

- 1 施設および人命の安全を確保すること
- 2 経済および環境パフォーマンスの高さを維持すること
- 3 フランス本土における水の多目的利用管理について、EDFが本質的貢献を引き続き果たすこと

EDFのフランス本土における水力発電事業向けの気候変動適応戦略は、EDFの水力発電における適応および気候変動への耐性を目的とした、ARCHEプロジェクトの一環として策定され、2023年末にEDFグループに承認された。水力発電向けの気候変動適応計画は、2025年1月に最終化され、周知された。

AECHEプロジェクトの行動計画では、4つの主要分野が定められており、約50の行動に細分化されている。具体例は以下のとおりである。

- ・EDFの知見の適応：水文・気候パラメータの将来的な変化に関するシナリオおよびその他の利用、天気予報の改善、流域のデジタルツイン
 - －熱に敏感なダム（主にアーチダム）に関する気候変動の影響に関する2022年の研究が、貯水池の水温プロファイルのモデルを追加することにより、2025年に改善された。
- ・EDFの施設の適応：発電所の監視、極端な危険性および脆弱性の評価、建造物の改修
 - －2025年、発電施設を対象とした脆弱性評価（安全上の問題は対象外）が開始された。これには、レジリエンス対策および復旧手順の評価が含まれる。すべての水力発電所の施設および機器の予備評価が実施された。
- ・EDFの事業の適応：事業の継続性、事業モデル（水の管理、貯水、柔軟性）、開発および環境パフォーマンス
 - －2025年、大規模気候変動事象計画の策定が開始され、3つの主要な気候変動事象を優先と特定した。この計画は、同テーマで予定されている2026年の全国危機訓練からのフィードバックを反映した後、2026年末に最終化される予定である。
- ・EDFの位置付け／役割の再定義：水力発電の役割、その発展の可能性および地域のレジリエンスへの貢献について、コミュニケーション（特に科学的なコミュニケーション）を展開すること。2025年に実施された取組みの具体例は以下のとおりである。
 - －2025年9月にパリで開催された揚水発電所国際フォーラムにおいて、EDF Hydroは揚水発電所の早期開発を求める声明に署名した。
 - －2025年9月に水力発電サステナビリティ・アライアンス（同分野の官民関係者が集うNGO）により発行された「水力発電気候変動レジリエンスに関する実践ガイド」のレビューおよび修正
 - －ETIP Hydropower（水力発電分野におけるイノベーション協力のための欧州技術・イノベーション・プラットフォーム）の議長を務め、「水力発電および気候変動（適応および緩和）」の作業部会に貢献した。
 - －特にフランス水工学会による炭素排出量およびエネルギー移行のための揚水発電所の利点に関する出版

(ロ) EDF power solutions

2025年2月、EDF Renewables、EDFの国際部門およびEDFの国際法務部門の業務が統合され、EDF power solutionsが設立された。当該新事業体の従業員数は、8,000人である（Luminusの従業員を含む、連結事業体の従業員数）。

EDF power solutionsは、責任ある革新的な事業者として、再生可能エネルギーおよび低炭素エネルギーの発電所ならびに柔軟性ソリューションおよび送電ソリューションの開発、建設および運営を行っている。EDF power solutionsは、これらすべての専門技術を活用し、顧客と連携し、電力システムの脱炭素化および効率性に貢献する、各顧客に適したサービスを提供している。事業を展開するすべての地域において、当該事業体のチームは、エネルギー移行を加速させるために日々尽力している。

この新たな事業体は、「2035年目標」の企業計画および市場動向の目的に沿い、当グループの低炭素エネルギー事業（原子力発電およびフランスの水力発電を除くが、フランス国外の水力発電は含む。）および柔軟性ソリューションをより効率的に展開するため、技術的、商業的、地理的な相乗効果を活用することを目的としている。また、外部の利害関係者に対して組織構造を明確にし、主要な関係者の調整および管理を円滑にし、パートナーに対して十分な規模を示すことも目的としている。

EDF power solutionsは、「2035年目標」の4つの柱の中核となるソリューション（水力発電、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電、蓄電、火力発電、送電網、脱炭素化のソリューション（企業向け事業、一般消費者向け事業、政府向け事業））を展開している。フランスでは、これらのソリューションは、風力発電、太陽光発電、蓄電に限定されている。

EDF power solutionsは、Luminusを通じてベルギーを含む約20か国においても事業を展開している（「第2 3（2）⑤（iii）ベルギー」を参照）。フランス国外での事業は、北米、ラテンアメリカ、アフリカ、欧州、中東および中央アジアならびにアジア／太平洋の5つの地域に分かれている（「第2 3（2）⑤（iv）（イ）EDF power solutionsの国際事業」を参照）。

EDF power solutionsは、企画から開発、エンジニアリング、施設の建設および資産に係るプロジェクトの運営ならびに維持管理にわたるバリュー・チェーン全体を網羅する事業を行っており、2025年12月31日現在、総設備容量33GW、純設備容量20GWを有している。Luminusを除くと、総設備容量30GW、純設備容量18GWであった（純設備容量は、EDF power solutionsの持分比率を反映している）。

EDF power solutionsの施設の大半は、連結対象外である。EDF power solutionsは、共同投資パートナーとともに、施設の開発、建設および運営を行っている。

2025年の純発電量合計は47TWhとなった（Luminusを除くと43TWhであった。）。

(a) EDF power solutionsのエネルギー種別および国別の設備容量 エネルギーの種類および地理的地域別設備容量（Luminusを除く。）

2025年12月31日現在

2024年12月31日現在⁽¹⁾

(単位：MW)	総計(2)	正味(3)	総計(2)	正味(3)
風力				
アフリカ	478	229	332	158
アジア／太平洋	1,758	1,129	1,573	944
北米	4,658	3,670	4,658	3,590
ラテンアメリカ	1,260	1,173	999	912
欧州、中東および中央アジア(4)	2,335	956	2,122	897
フランス	2,845	2,054	2,826	2,059
風力合計	13,335	9,211	12,511	8,559
太陽光				
アフリカ	178	92	177	91
アジア／太平洋	1,462	893	1,065	690
北米	3,004	1,918	2,819	1,734
ラテンアメリカ	1,007	703	1,007	703
欧州、中東および中央アジア(4)	5,538	1,898	4,609	1,382
フランス	1,186	1,182	923	920
太陽光合計	12,375	6,685	10,600	5,520
水力				
アフリカ	420	168	0	0
アジア／太平洋	1,070	428	1,070	428
ラテンアメリカ	421	215	421	215
水力合計	1,911	811	1,491	643
火力				
アジア／太平洋	0	0	715	402
ラテンアメリカ	1,505	1,174	1,477	1,152
火力合計	1,505	1,174	2,192	1,554
電力貯蔵				
アフリカ	1	1	1	1
アジア／太平洋	13	5	10	3
北米	425	288	366	229
ラテンアメリカ	16	8	16	8
欧州、中東および中央アジア(4)	367	190	255	131
電力貯蔵合計	822	492	648	370
すべての部門				
アフリカ	1,078	490	511	249
アジア／太平洋	4,302	2,454	3,717	2,064
北米	8,088	5,875	8,559	5,954
ラテンアメリカ	4,209	3,272	3,920	2,989
欧州、中東および中央アジア(4)	8,240	3,044	6,986	2,410
フランス	4,031	3,236	3,750	2,979
すべての部門合計	29,948	18,372	27,441	16,646

(1) 2024年12月31日現在の容量は、EDF RenewablesおよびEDFの国際部門の合計である。対象範囲は2025年と同じである。

(2) 総容量：EDF power solutionsが株主である設備の合計容量。

(3) 純容量：EDF power solutionsの持分比率に応じた容量。

(4) 欧州、中東および中央アジアには、フランスまたはLuminusは含まれない。

(b) EDF power solutionsのフランスにおける事業

フランスでは、EDF power solutionsは陸上風力発電プロジェクトおよび洋上風力発電プロジェクトならびに太陽光発電プロジェクトおよび蓄電プロジェクトの開発、建設および運営を行っている、2025年12月31日現在、EDF power solutionsの総設備容量／稼働容量は4,031MWであり、陸上風力発電が1,843MW、洋上風力発電が1,002MW、太陽光発電が1,186MWpであった。さらに、総容量1,363MW分（すべての技術の合計）が現在建設中である。2025年のフランスにおける純発電量は、5.8TWhであった。

フランスにおける陸上風力発電事業

2025年、EDF power solutionsは、シャトーダン太陽光発電所（ウール・エ・ロワール県）、ボース風力発電所（シャラント県）および再稼働されたカーグリスト風力発電所（モルビアン県）など、フランスにおいて様々な陸上風力発電施設および太陽光発電施設の建設ならびに運転開始を行った。

EDF power solutionsは、フレキシビリティ・サービスおよび蓄電ネットワーク・サービスの市場において、ハイブリッド型または単独型のプロジェクトの導入に向けた取組みを継続しており、特にカタラン・エネルギー・ストレージ蓄電が間もなく稼働開始する予定である。

フランスにおける洋上風力発電事業

EDF power solutionsは、フランスの洋上風力発電における確かな専門技術を有している。2022年、EDF power solutionsおよびそのパートナーは、サンナゼール沖でフランス初の洋上風力発電所（480MWの容量）を稼働させた。2024年、EDF power solutionsは、ノルマンディー沖で容量500MWのフェカン洋上風力発電所を稼働させた。さらに2025年、フランスで史上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（25MW）が本格稼働した。EDF power solutionsは現在、フランスにおいて総設備容量1,000MWの洋上風力発電を有している。2025年2月には、ノール県におけるダンケルク洋上風力発電所の建設および運営に関する環境認可を取得し、プロジェクト開発を順調に継続するための重要な一歩となる、新たな重要な節目を迎えた。最後に、カルヴァドス洋上風力発電所の建設は継続しており、2025年に基礎工事のための最初の12本のボーリング工事が開始し、完了した。EDF power solutionsはまた、EMMN (Éolienne en mer de Manche Normandie) 固定式風力発電所およびEMGL (Éoliennes Méditerranée Grand Large) 浮体式風力発電所の開発も継続している。これらはそれぞれ約1,000MWおよび250MWの容量を有するプロジェクトであり、第4号および第6号の洋上風力発電所の入札を経て、2023年および2024年に落札した。BW Ideolは2025年12月、EMGLプロジェクトの15%の持分を取得した。同プロジェクトは、引き続きEDF power solutionsおよびMaple Power SASが共同で管理しており、各パートナーは42.5%の持分を有している。

② フランスにおける販売および供給（本項では、フランス本土に焦点を当てている。）

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。

29.1百万人 フランスにおける顧客数(1)	213.1TWh 2025年の電力販売量(2)	52.9TWh 2025年のガス販売量(3)

(1) EDFの顧客部門+Électricité de Strasbourg：電力は26.4百万人、ガスは2.7百万人。

(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。

2025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既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（ARENH）スキームからエネルギー源を顧客に販売した。ARENHスキーム制度は、2025年12月31日に終了した（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。）。

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

ARENHスキームは2025年12月31日に終了したため、2025年フランス財政法により、新たな消費者保護の仕組みとして、普遍的原子力料金（*Versement Nucléaire Universel*またはVNU）が導入された（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。）。これは、EDFの原子力発電に係る収益が一定の基準を超えた場合に課税を行い、その税金の全額をフランスの消費者に還元する仕組みである。CREには、この仕組みに関して、特に以下の新たな権限が与えられている。

- ・既存の原子力発電所（すなわち、フラマンビル3を含む既存の発電所）の総発電費用を評価すること
- ・既存の原子力発電所の運営によりEDFが得た収益（卸売市場および小売市場の両方）を見積もること
- ・税収を消費者間で再配分するため、消費者の請求額から控除する形で適用される、ユーロ/MWh（単位料金）を提案すること

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（CoRDIS）を通じて、紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする権限を与えられている。

またグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律に基づき、CREは、監査される事業体の費用負担で、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。

（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、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。

2025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。

- ・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。
- ・2025年2月1日以降、従業員が10人未満で、年間売上高、総収益または貸借対照表の合計金額が2百万ユーロ以下である非住宅用最終顧客（敷地の電力規格にかかわらず。）。これらの顧客は、規制料金契約を締結する前に、適格基準を満たしていることを証明しなければならず、適格性を失った場合は直ちに契約を解約しなければならない。
- ・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

規制上の枠組み

規制販売料金の改定

フランス・エネルギー法第L.337-4条に従い、フランスの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

フランス本土では、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、改善プロセスの継続の一環として、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6,000人超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*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。顧客サービス電話の3404番に電話した顧客に対して送付した満足度調査によると、EDFに電話での問合せを行った顧客のうち、10人中9人が満足している。2025年EDFイメージ・バロメーター調査（2025年7月22日から8月3日にかけて、1,016人の抽出された調査対象者の自宅で行われた対面のインタビューで構成される。）によると、EDFの全体的なイメージは、15年間で最高の水準に達した。回答者の88%が好印象を抱いており、そのうち24%は非常に好印象を抱いている。回答者の80%が、EDFは顧客に対して誠実であるという点で信頼できると考えており、78%がEDFは顧客の需要に配慮していると考えている。また、2025年のフランス国内エネルギー・オンブズマンの中間報告書によると、EDFは市場において苦情の発生率が最も低い企業の1つであり、供給業者のうち4位となった（2023年から2025年半ばまでの間。照会率は4ポイント低下）。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。

2025年の規制料金契約において、多くの顧客が引き続きピーク／オフ・ピーク時オプションおよびTempoオプションに加入していた。当該オプションにより、Tempoの顧客の場合は、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。

- ・*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）、*Zen Week-end Plus*（禅ウィークエンド・プラス）および*Zen Online*（禅オンライン））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制限オプションである、フレックスオプションの禅ウィークエンド契約により、当該シリーズは強化された。2024年以降、顧客に特に人気の新しい契約「禅フィックス（*Zen Fixe*）」が利用可能である。当該契約は、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（CREの分類では「その他のサービス」のカテゴリー）。

- ・ *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 *VertVolt* ラベルを授与された、*Vert Électrique* (グリーン・エレクトリック)、*Vert Électrique Week-end* (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発電施設に融資し、支援することに役立っている。

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、削減することが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、2025年2月までガス料金の上限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、顧客が自らのエネルギー消費量を監視し、把握し、かつ永続的に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。特に、*EDF&Moi* (EDFと私) のアプリケーションなどの消費量監視ツールは、ますます人気になっており、2025年には215百万超のアクセスがあった。*EDF&Moi*により、住宅用顧客はリアルタイムで電力消費量を監視できる。そのエネルギー管理機能は、EDFの顧客が利用 (暖房、空調、電気自動車の充電) を最適化でき、その結果エネルギー料金をより適切に管理することができるように段階的に強化されている。

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故障、保険、制御および遠隔監視のソリューション
 - 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。
 - Metlifeとの提携による「*Protection Facture*」(請求書補償)サービスは、2026年1月2日に初めて販売された料金支払保険契約である。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。
 - EDFは、2024年後半以降、Soweeスマート・ステーションおよびその関連サービスを販売している。Soweeスマート・サーモスタットを*EDF&Moi*アプリケーションに接続することにより、顧客は、従来のサーモスタットのすべての機能に加えて、そのエネルギー契約の特性に応じて暖房スケジュールを調整することができる。
- ・ 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の事業体および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、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

ーサーモスタット「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（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）EDFグループのその他のサービス事業」を参照。）

省エネ証書の獲得

規制上の枠組み

フランスの省エネ証書（CEE）制度は、2006年に開始した。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（2022年－2025年）が実施されたことにより変更が導入された。

第5期のCEEに関する国民の義務は、3,100TWhc（すなわち、前期と比較して+45%）である。これには、第4期と比較して79%と大幅に増加した「脆弱性」に関する義務に基づく1,130TWhcが含まれている。

この省エネ証書制度の第5期は、（補助金の大幅な削減、申請前の業務のさらなる検証、実施した取組みに関する報告義務、住宅の総合改修への注力および国家CEEプログラムの強化および合理化等を通じて）制度の効率性を高めた。したがって、同制度は、非常に脆弱な世帯に有利なように強化された一方、炭素集約型エネルギーの供給業者に対しては一層の努力を求めている。

CEEの第6期（2026年－2030年）に関する命令が、2025年11月4日付フランスの官報において公表された。それにより、年間1,050TWhc、すなわち2023年から2025年までと比較して+27%の義務が設定されている。

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。また、条件を満たす住宅のエネルギー効率化を実施した住宅用顧客は、ウェブサイト（www.prime-energie.edf.fr）を通じて、EDFより助成金を受けることができる（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。）。

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および実施することにより、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。

（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、主に顧客の脱炭素化および料金の引下げへの取組みに関して支援を提供することを目的とした管理サービ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）契約を調整することができる。EDFはまた、個別のサービスおよび関連する場合には負荷制限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、および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年初頭にこれらのサービスを開始してから2025年末までの間に、EDFは、中期契約を約18,000件締結し、すべての継続期間の全契約で合計容量年間約31TWhをカバーした。これらの契約は、すべての消費量にわたる、全事業部門の顧客に対して提供される。さらに、EDFは、電力消費量の最も多い顧客と、二者間でリスクおよび利益を共有するためのバランス・メカニズムを含む（10年間の）長期供給契約を締結した。

EDFの販売事業者によるこれらのサービスに加えて、最適化を担当する事業者によりパートナーシップ契約も提供されることに留意すべきである（「第2 3（2）③（ii）長期的な電力の購入契約および売却契約」を参照。）。

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EDF business services (IHIZIVIA) 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発電所からの電力に関する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、断熱化またはエネルギー・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のための補償基金に貢献している（フランス建築・住宅法第L.312-7条を参照。）。

顧客満足

EDFは、何年にもわたって顧客満足度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。2025年には、顧客の87%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の取り組み

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 horégional 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グループの取り組みには、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り組み

エネルギー消費量の管理に関しては、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9,924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ない。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50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EDF business services (IDIZIVIA) 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、常に意識し、定期的に訓練を受けている。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（本項では、フランス本土に焦点を当てる。）

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。REMITを改正した、2024年4月11日付規則第2024/1106号および2024年6月13日付規則第2024/1789号は、特に水素市場に対して範囲を拡張し、また市場参加者に新たな義務を課すことにより、市場の監視を強化した。附属書類は、2026年に発行される予定である。

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うことがある。加盟国は、改正された規則に規定される枠組み内で、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、2025年4月30日付法律第2025/391号で最近改正され、フランス・エネルギー法のうち主に以下において成文化されている。

- ・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の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.134-25条から第L.134-34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20テラワット時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のいずれか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。商業政策の変更の下、EDFは、2025年に電力集約型の企業と10年以上の原子力発電割当契約を12件締結した。2025年11月13日以降、EDFは、申込みに基づく契約により、原子力発電割当契約の対象となる事業体の範囲を拡大させた（「第2 3（1）当グループの戦略および目的」を参照。）。これらの契約はすべて、過去の投資額をカバーする初回の出資に加えて、既存の原子力発電所の固定費用および比例費用に対する出資に基づいている。

(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

2025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

2025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発電所）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、高圧および超高圧の電気回路については送電系統事業者（RTE）が行い、中圧および低圧の電気回路については配電網事業者（Enedisおよび地方配電会社がそれぞれの専属的なサービス提供地区を担当する。）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。

フランス本土の電力網に相互接続されていない地域（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複数の島）においては、電力網はEDFによって管理されている（「第2 3（2）④（iii）島部エネルギー・システム」を参照。）。

(i) 送電—RTE (Réseau de transport d'électricité)

10,440km 2025年の高圧および 超高圧電線 ⁽¹⁾	10,781人 従業員数 (約500人の勤労研修生を 含む。)	381TWh 2025年の送電量 (天候の影響について調整後)	3.4十億ユーロ 2025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、2025年末において、97,850キロメートルの架空電線、8,000キロメートル超の地中電線、約590キロメートルの海底電線、約2,880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。

2025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推薦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、2051年まで公共送電網の運営を委託されており、命令により承認された標準委託仕様書に定める条件に基づきその職務を遂行している。

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。2040年に向けたRTEの電力網開発計画の基本原則は、新たな低炭素インフラ（新たな発電施設および新規消費者）に対応し、既存の電力網を刷新し、気候変動の影響に適応するような電力網の開発戦略を定義するものであり、2025年2月中旬に発表され、現在、国家公開討論の対象となっている。

電力システムの分析

RTEは、特に「電力システム見通し」および「年次電力レビュー」において、電力の需給バランスに関する報告および予測を定期的に発表している。

「2025年電力システム見通し」の発表

2025年12月9日（火曜日）、RTEは、フランスおよび欧州における2035年までの電力消費量および発電量の見通しを更新する「2025年電力システム見通し」の主な論点を発表した。

「2025年電力システム見通し」は、輸入化石燃料への依存を軽減するというフランスの長期的な戦略の妥当性を裏付けている。このことを念頭に置きつつ、同見通しは、フランスの電力消費量および発電量の増減率に乖離があることを強調している。短期的には、電力消費量が横ばいで推移するため、豊富な低炭素電力の供給量との間に不均衡が生じ、供給過剰の時期が訪れることになる。こうした状況下において、過去3年間に策定された、特に産業、デジタル技術および輸送の分野における消費関連計画の実践的な実施を進めることが、電力システム経済において脱炭素化を推進するための最も効果的な手段であると考えられている。したがって、最新の見通しは、これまでに策定された長期的な枠組みや、RTEの電力網への投資の必要性に関する結論、特に消費者への接続を優先する方針を支持している。同見通しは、最も成熟したプロジェクトを迅速に接続するための方法を提示している。

フランスの「2025年電力レビュー」における分析

「2025年年次電力レビュー」において発表されたRTEの分析によると、2025年の傾向は2024年と概ね一致していた。

フランス本土（コルシカ島を含む。）では、気象関連の変動および暦の影響を調整後の電力消費量が、前年と比較して横ばいであった。電力消費量は451TWhであり、2014年から2019年までの期間（COVID-19およびエネルギー危機以前）に観測された水準を依然として大幅に（約6%）下回っていた。エネルギー危機の継続的な影響および不確実な地政学的状況（特に産業活動に関するもの）が、エネルギー効率の向上と相まって、用途の電化率の低さを概ね相殺している。2023年および2024年の2年間にわたり、主に原子力発電所の供給力の回復および有利な気象条件による水力発電量の改善に牽引されて大幅な成長を記録した後、2025年のフランス本土における発電量はごくわずかに増加し、547.5TWhとなった。フランスの低炭素電力の発電量は、過去最高（521.1TWh）を記録したが、発電の種別によってその動向は対照的であった。原子力発電（373TWh）は、2023年に始まり2024年も継続した回復傾向を経て高い水準に戻り、太陽光発電（33TWh）および風力発電（50TWh）は増加した一方、水力発電（62TWh）は例外的な降雨の恩恵を受けた2024年と比較して大幅に減少した。

2025年には、フランスの純輸出残高が92.3TWhとなり、再び電力純輸出量の記録を更新した。これは2年連続の記録更新である。以前の記録は2002年（76TWh）に樹立され、2024年（89TWh）に初めて更新された。これには、欧州レベルにおけるフランスの低炭素電力（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。

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。2025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3分12秒であり（CREが設定した目標は2分54秒）、供給停止頻度は0.363であった（CREが設定した目標は0.38）。

電力網開発戦略

RTEの2025年の戦略は、2025年2月中旬に発表された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年度下半期において国家公開討論の対象となり、2026年2月にCREから好意的な意見を得た。

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公的機関の目標を達成するために必要な変更が定められている。特に3つの優先事項として、老朽化した電力網の刷新および気候変動からの保護、低炭素型の消費施設および発電施設の接続ならびに電力網の構造の強化が挙げられている。

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。2026年の投資計画は、RTEが、2020年代後半における投資の大幅な加速を見据えた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ものである。2025年には、CREの規制範囲でのRTEの投資の合計は約3.4十億ユーロとなり、2024年と比較して約29%増という過去最高の伸びを記録した。2026年の投資計画は合計約4.2十億ユーロで、CREに承認されている。

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。

2025年8月1日、第7次送電料金（TURPE 7 HTB）が4年間の有効期間をもって発効した。これは、CREの2025年3月13日付決定第2025-77号により設定され、2025年5月14日付フランス官報において公表された。2025年から2028年までの期間に適用されるこの料金に関して、以下の事項が決定された。

- ・ 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電力網使用料金

2025年2月1日、CREの2025年1月6日付決定第2025-02号により、9.6%の例外的な料金引上げが適用された。この引上げは、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た。以前、2024年には、2024年8月1日に発効予定であったTURPE 6 HTB料金の4.99%の自動引上げが、政府により2024年11月1日まで延期された。

- ・ RTEに適用される規制枠組み（特に、規制資産ベース（RAB）に加重平均資本コスト（WACC）と等しい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）

TURPE 7 期間においては、このRABが2つの区分に分けられ、それぞれに異なるWACCが適用されている。1つは陸上資産および相互接続設備に特化したもの（WACCは5%）で、もう1つは、洋上風力発電所の接続に関連するインフラに特化したもの（WACCは5.5%）である。2025年12月31日におけるRABは約17.7十億ユーロ（CREにより検証される。）であった。これは、RTEの工業資産（投資補助金控除後）を示しており、（リターン率が負債の平均利率と等しい（すなわち、TURPE 7 料金の枠組みに従い、2025年からは陸上資産については2.9%、洋上風力発電所の接続に関連する資産については5%））建設中の固定資産は除外して計算される。2025年12月31日現在の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。

TURPE 7 HTB料金は、インセンティブ規制を強化しており、2025年1月1日現在、TURPE 6 において9項目であった業績連動インセンティブ・メカニズムの数は、25項目まで増加している。主な関連分野は、電力システムの運営、接続および資産管理である。

(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

2025年には、RTEは、様々な不測の事態（暴風雨ベンジャミン、洪水、6月のアリエ県での「ミニトルネード」、7月の早期の熱波等）により電力システムおよび電力網インフラ自体の運営が妨げられたにもかかわらず、電力網の維持管理および刷新（2025年における最大の支出項目）に関するパフォーマンス目標および投資目標を達成した。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、インフラの永久監視に特化した施設を（2024年末からその後2年間にわたって）段階的に導入することにより、管理業務を最適化し、電力網の事故の遠隔処理における迅速性を向上させることが可能となる見込みである。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、入手可能なすべての発電資源（原子力、水力、火力および再生可能エネルギー）および柔軟性措置を利用しながら、リアルタイムで需給バランスを維持している。2025年には、RTEは、電力システムの運営方法を構造的に調整する作業に着手し、2026年春には新たな規則が施行される予定である。

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、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。2025年には、フランスの電力輸出力は92.1TWhと過去最高を記録し、総額は5.4十億ユーロに達した。

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、共通電力網モデルの開発、容量計算、セキュリティ分析、設備撤去または切断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

39.6百万 顧客数	1.4百万km 電力網	324TWh 送電量	5,738百万ユーロ 2025年の投資額	41,962人 従業員数	346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、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
- ・配電を担当する各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確保すること
- ・フランス・エネルギー法に規定され、Enedisの行動および独立性規範に詳述される独立性に関する規則を遵守するために、規制されていない業務およびエネルギー部門の他の事業者（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

(イ) Enedisの組織および使命**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、配電網管理者としての機能を、この目的のために設立された子会社であるERDFおよびGRDFにそれぞれ移管した。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（「EnedisおよびGRDFによる共通サービス機能」の項を参照。）。

- ・ 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日付決定により、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。

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。

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。
- ・ 負荷制限の範囲を監視する。
- ・ 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。

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、そのレゾンデートルを「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、以下の測定可能かつ長期的な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
- ・ 地域の結束力と回復力を向上させるために、可能な限り地域社会に密着して資源および投資を投入すること
- ・ 顧客中心の包摂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、職場における健康および生活の質を守ること

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。

2025年には、Enedisは使命委員会の一部を刷新し、委員長が交代となった。同委員会は、2024年から2026年までのロードマップに基づき、2025年の業績に関する意見書を作成した。この意見書は、2026年度第1四半期に発行されるEnedisの2025年使命報告書に掲載される予定である。

また、2025年7月、Enedisは2年連続でCSR報告書を公表した。

(ロ) 配電事業

2025年、Enedisは、39.6百万超の顧客（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、1,274,700か所を超える発電・貯蔵施設への接続を提供した。

2025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ボルトの中圧（HTA）線680,104キロメートル
- ・400ボルトの低圧（BT）線749,093キロメートル
- ・2,257個のHTB／HTA変電所
- ・826,527個のHTA／BT変電所

委託

2025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346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。

2025年12月31日現在、300の委託契約がこのモデルに基づき締結された（2025年にフランス最大の電力委託であるSIPPERECに関して締結された新契約およびその他5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28の既存契約と合わせて、合計328の委託契約が近代化されている。

法的枠組み

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。

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予定であり、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。ただし、公共配電網事業者が運営する高圧または超高压／中圧変電所の一部は例外とする（フランス・エネルギー法第L.322-4条に基づく。）。

電力レビューは、各調整責任企業の管轄範囲で計算されたエネルギー流量に基づく規制当局の公表資料を基に、Enedisの電力網における流入・流出量の概要をまとめている。2023年7月1日以降、計測チェーンから得られる日次測定値に基づいて流量が計算されており、これにより、計算の正確性が確保され、物理的な流れをほぼリアルタイムで監視することが可能となっている。

Enedisは、ネットワーク損失の範囲について調整責任を負う。損失とは、顧客に請求されることなく電力網を通過した電力量を意味している。

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
関連する電力区域に供給すべき電力需要がないためにRTEの電力網に逆送される電力量は、ネットワーク損失に含まれない。
- ・財務書類に計上されたネットワーク損失を相殺するために必要なエネルギー購入額は、1,961百万ユーロであった。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の購入義務チームによって行われる、購入義務に基づく電力販売への入札にも参加している。

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。2025年は、ARENH制度における最終配電年度であった。

公共配電網の使用に関する「TURPE」電力網使用料金

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。

2025年12月31日現在の連結財務書類の注記5.1.1「規制の変更」を参照。

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）

CREは、過年度のネットワーク損失を補填するために購入したエネルギー価格の上昇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した。結果として、CREの2025年1月15日付決定第2025-08号により、TURPE配電料金の7.7%引上げが承認された。

TURPE 7 は、CREが2023年後半から実施している協議を経て、2025年8月1日に施行された。2025年5月14日付フランス官報において公表されたCREの2025年3月13日付決定第2025-78号により、2025年8月1日、TURPE配電料金が（FACE電化基金の財務費用が国家予算に移管されたことを反映するため）1.92%引き下げられた。この変更の後、インフレ率に近い水準の引上げ（年1.45%）が3回行われる見込みである。実際の改定率は、インフレ率、認可収益の見直しおよびインセンティブ規制の結果を踏まえて、CREが毎年算定する。

投資の変化

2025年、Enedisは5,738百万ユーロを投資した。

- ・3,029百万ユーロは（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。
- ・2,072百万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。
- ・637百万ユーロは情報システムおよび遠隔通信システムならびに運用資源（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2025年も増加し続けている。顧客からの需要は、主に新築住宅市場の低迷を受けて一戸建て住宅および集合住宅については低下したが、電気自動車の充電スタンドについては加速した。発電事業者からの需要は、エネルギー移行による影響および再生可能エネルギー（太陽光および風力）の普及に起因して大幅に増加した。

さらに2025年、委託機関が772百万ユーロを投資した。

これにより、2025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6,510百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)

	2025年	2024年
接続および強化	3,029	2,806
規制、安全および公共道路に関する義務	633	609
作業設備および運用資源	637	630
電力網の近代化	1,439	1,301
Enedisの投資合計	5,738	5,346
第三者および地方自治体から提供された施設⁽¹⁾	772	838

電力網投資合計	6,510	6,184

(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、プロジェクト事業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、2025年には447百万ユーロとなった（2024年は392百万ユーロ）。

配電網の適応および供給の質

Enedisは、特に電線および変圧器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。高圧HTA架空電線については、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HTA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。

Enedisは、FIREと称する重大な事故に対応するための電力緊急介入部隊を擁している。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。2025年、FIREはEnedisの管理する電力網において10回にわたり動員された。

これらの取組みは、電力網の回復力の確保を通じて、Enedisの重要な目標である供給の質に寄与する。2025年、低圧顧客が経験した停電時間は平均61.9分で、インセンティブに基づくTURPE規制で設定された目標値に近い水準であった。

再生可能エネルギーの開発およびエネルギーの貯蔵

2025年には、Enedisにより設置された接続が、特に太陽光発電で大幅に増加した。当該セグメントでは、総発電容量5,770MW（2024年は4,667MW）の185,030か所の新たな太陽光発電施設が接続された（2024年は248,385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、2025年には841MWが配電網に接続された（2024年は934MW）。

2025年末現在、合計約48.2GW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27.9GW、風力発電所が20.3GW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（2.7GW）、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。2025年末現在、Enedisに接続された発電所の設備容量は、合計約55.9GWであった（2024年末現在は約49.1GW）。

2025年の太陽光発電施設の総接続数のうち、167,573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100%近くを占めた。

Enedisが管理する電力網に接続されたエネルギー貯蔵施設の開発は継続し、2024年は146MWであったのに対し、2025年には286MWとなった。

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。これには、2025年に変電所を増強および新設したこと、ならびに15か所超の新規変電所において柔軟性を利用したことが含まれる。

これらの取組みにより、地方再生可能エネルギー接続計画（S3REnR）（再生可能エネルギーの地域送電網接続スキーム）の改定を待っている開発中の再生可能エネルギー・プロジェクトの数を抑えることができた。

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ポイントは、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。

2025年12月末現在、フランスの路上の電気自動車およびプラグインハイブリッド車は2,516,114台となり、1年間で23%増加した。過去18か月間に頭打ちとなっていた電気自動車の販売は、現在、明確な回復の兆しを見せており、新車販売における市場シェアは約31%に達している。

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、全国的に充電スタンドを設置する「EVCIマルチコネクター」による調査と接続作業のモニタリングの調整を担当している。2025年末現在、フランスには約185,000の公的にアクセス可能な充電ポイントが存在している。

2025年、Enedisは11,700近くのEVCI接続を完了したが、これは2024年と比較して3%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EVCI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の拡張を選択すること。この場合、各車両利用者は、希望する供給業者から設備および電力供給契約も選択しなければならない。

2025年、Enedisは、集合住宅向けの充電設備の接続を4,700件稼働させた。2025年末までに、フランスの集合住宅の8.3%に集合住宅向け電気自動車充電設備が設置され、3年前の3倍の水準となった。

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。2025年末現在、121件のSDIRVEが開始されており、このうち95件が県庁により承認されている（2024年と比較して30%増加）。Enedisは自社自動車の電動化に取り組んでいる。

2025年末現在、保有する小型乗用車および小型商用車約18,200台のうち44%が電動化されており、敷地内には約9,500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（2025年末現在90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（2025年末現在102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923の第三者（ここでの第三者とは、供給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。

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、RTEと連携しながら、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、旧世代通信システムのデジタル化の継続、構造の技術的限界に可能な限り近い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。

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に基づく規制において、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。このインセンティブに基づくシステム・パフォーマンス規制は、2014年7月17日付決定において規定されるとおり、各料金期間ごとに更新され、CREによる2025年3月13日付決定第2025-78号では、2025年から2028年の期間における財務インセンティブ指標が更新された。

2025年には、約867,000個の新たなLinkyメーターが電力網に設置され、そのうち56%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96.2%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、Enedisは、工業生産に移行した特急変電所も開発した。この変電所の設計と工場での事前組立てプロセスにより、コストを最適化しつつ、発電事業者の接続時間を1年短縮することができる。

4n4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の電力網および事業ラインにおけるデジタル革命は、スマート・グリッドのイノベーション・エコシステム全体と協議しながら推進されている。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。

(ハ) 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证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（第三者および地方自治体が提供する設備を除いた投資合計）。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2021年時点の価値で5十億ユーロ超に増額する。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。

欧州委員会が2025年12月末に自動車メーカー向けに設定した温室効果ガス排出量を2035年までに90%削減するという目標（欧州委員会が以前に採択した、2035年の内燃機関の新車の販売禁止措置は緩和される。）および電気自動車の普及により、2030年頃には投資がピークを迎え、集合住宅がその主要な対象となる見込みである。電気自動車の普及は、2050年にかけて電力消費に多大な影響を与えることになる。Enedisの予測によると、2035年までにフランス国内を走行する電気自動車の台数は18百万台に達し、これは全車両の40%を占めることになる。

そのため、集合住宅を中心に、新たな充電ポイントへの接続が必要である。これはEnedisにとって大きな課題であり、同社はこれに対処するために、専用のプロジェクト組織を設立した。

こうした新しい用途に電力網を適応させることも大きな課題になっている。Enedisは、特に主要道路における将来の充電ニーズをより的確に予測し、ネットワークおよびEnedisの活動への影響を見積もるために、多くの研究と実験を行っている。

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。

その一方で、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圧（HTA）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

電力システムのニーズに応える柔軟なソリューションの開発

エネルギー移行により電力システムが変革され、需給バランスの新しいパターン、発電設備の大規模分散化、そしてより広い意味での柔軟な利用が進んでいる。公共配電網に接続された設備の柔軟性は、電力システムの適切な機能、特に公共送配電網の混雑状況を解決するために不可欠である。

Enedisは、これらの移行をサポートするために、以下のとおり積極的に取り組んでいる。

- ・ 需給バランスの要件を満たすための柔軟性の向上を促進すること。具体的には、現在、特に夏季において電力消費が集中しやすい時間帯である午前11時から午後5時までのピーク／オフ・ピーク信号を調整すること
- ・ 柔軟性を活用して追加容量を拡大すること。Enedisは、時折の注入制限を条件に、（ネットワークの適応作業が完了するのを待たずに）早期接続を可能にする柔軟な提供を導入するための手順を変更した。Enedisはまた、必要な柔軟性または発電制限を活用することで、高圧（HTB／HTA）変電所の接続容量を増やすため、供給変電所の設計基準を変更している。最後

に、Enedisは、貯蔵事業者向けに、注入または抽出を制限する可能性と引き換えに、より高速かつ／またはより経済的な接続を提供するための具体的なプランを準備している。

- ・ RTEと協力して、特に将来のデマンドレスポンス・ネットワークコードに備えて、電力網の混雑管理を最適化し、電力システムの柔軟性の価値を最大化する電力システム管理のための新しい調整枠組みを構築すること

Enedisのスマート・グリッドによるフランスの先導

2025年に発表された最新のランキングにおいて、フランスの公共電力配電サービスは、2024年のスマート・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ー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網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つにもなり、現在、年間約500種類のデータを顧客、地方自治体および市場参加者に提供している。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、法的および規制上の要件に従い、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）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。

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2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
- ・ 消費者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

2025年には、6.6GWの太陽光発電容量および風力発電容量が接続され、約185,000の充電ポイントが一般に利用可能になった。

Linkyスマート・メーターにより、消費者は詳細なデータを使用して電力消費量を監視し、削減することができるようになった。地方自治体レベルでは、2025年末に77.7%の地方自治体がEnedis地方自治体ポータルに登録しており、消費量を最適化するサービスの恩恵を受けている。

炭素排出量について、Enedisは、以下のとおり、直接的および間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。

2年連続で、同社の二酸化炭素排出量が監査され、公表された。

2024年以来、Enedisは、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。）することを目指している。

2025年、Enedisは、間接的な排出量の最大の発生源である建設現場について新たな取組みを表明した。同社は、投資額1,000ユーロ当たり12%の排出量の削減（2023基準年との比較。）を計画している。この取組みは、2030年までに低炭素プロジェクトの少なくとも20%が完了することを前提としている。

(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ポナン諸島（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。

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

- ・島部エネルギー・システム部門（EDF SEI）は、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。同部門は、ネットワーク全体を管理し、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。

- ・子会社であるEDF Production Électrique Insulaire（EDF PEI）は、新規の発電所の建設および運営について責任を負う。

すべての地域に対して実施される料金標準化は、追加的な発電費用を招くが、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、TURPE電力網使用料金およびフランスのすべての電力利用者が支払う電気料金均衡化基金（FPE）への拠出金により賄われる。

島部エネルギー・システムの主要な特徴

	2025年末
顧客数	1,276,993
電力網の長さ (km)	40,672
設備容量* (MW)	1,961
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー発電所	33%
火力発電所	67%
EDFによる純発電量* (GWh)	5,686
水力発電の割合	19%
第三者からのエネルギーの購入 (GWh)	4,131
バガスを含む再生可能エネルギー	73%
その他のエネルギー	27%
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)	9,816

* EDFの島部エネルギー・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、コルシカ島のヴァッツィオ発電所および仏領ギアナのデグラ・デ・カンヌ発電所の閉鎖に向けた準備を開始した。さらに、2基の新たな発電所（コルシカ島のリカントおよび仏領ギアナのラリヴォ）が建設され、子会社のEDF PEIにより運営される予定である。これらは、フランス・エネルギー法第L.281-2条以下の要件に基づき、バイオリキッドを使用して稼働する。今後のPPEの規定に従い、EDF PEIは、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、再生可能エネルギー事業への関与を拡大している。

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 SEIは、2025年に電力網事業に対して総額296百万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、特に15年先の予測に基づき、各地域の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持続可能な増加を促進している。これを実現するため、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

ションを実施し、その管理方針を調整し、エネルギー貯蔵資源の開発に貢献している。2025年、グアドループに同期補償装置が設置され、脱炭素化されたシステム・サービスが提供されるとともに、再生可能エネルギーのより円滑な統合が図られた。

一部の隔絶した地域について、再生可能エネルギーのみを動力源とする特定のマイクロ送電網ソリューションが開発されている。仏領ギアナにあるマリパスラにおいて、最近稼働された太陽光発電所（2025年開業）に加え、2基の電池およびデジタル制御システムが設置され、化石燃料の使用が制限された。仏領ギアナでは、一部の隔絶した地域の住民にソーラーパネルおよび電池で構成された個人用キットを提供する実験も行われている。

エネルギー効率、島部システムのエネルギー移行に係る極めて重要な方策である。EDFは、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あらゆる種類の顧客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、フランスの海外県および海外地域（マヨットを除く。）において、1.2百万個のスマート・メーターの展開を完了することを目指している。これらのメーターは、顧客関係の抜本的な近代化を支援し、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）で設定された目標を達成するために、EDFは、イタリアの送電系統事業者である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、地域と顧客のために、エネルギー移行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。

ÉSは、2024年6月、フランスの地域配電会社で初めて「ミッション主導型企業 (*entreprise à mission*)」に指定された。同社は、子会社を通じて、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。

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つの下流地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、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。

電力およびガスの販売

ÉS Énergies Strasbourgは、ストラスブールに拠点を置く電力およびガスの販売・供給の子会社である。2025年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、約590,000の電力顧客（グリーン電力を含む。）ならびに約109,000の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、住宅用顧客、小規模企業用顧客、（第三次産業分野および産業分野の）大規模企業用顧客および地方自治体により構成される。

ÉS Énergies Strasbourgは、2024年末に導入された新たな支援サービスの範囲から、顧客関連サービスを提供する。これらのサービスは、選択されたパッケージに応じて、住宅用顧客および企業用顧客の屋内の電力および通信、ガス、配管または暖房ならびに空調設備をカバーしている。

また、同社は、顧客の消費量の監視・管理および省エネの取組み・対策を支援するデジタル・サービスも提供している。その一環として、2025年初頭には、住宅用顧客向けの専任チーム（*conseils.es.fr*）を設置した。このチームは、電話予約をすることで、顧客の省エネプロジェクトに個別のサポートを提供している。

過去2年間、ÉS Énergies Strasbourgは、住宅用顧客がアイデアを提案し、共有できる顧客コミュニティも主導してきた。「スーパーオフピーク」時間帯を含むOptimax契約は、このコミュニティで最初に試験導入された。

最後に、ÉS Énergies Strasbourgは、B2BおよびB2C市場向けにターンキー・ソリューションを提供するブランドである「*Planigy par ÉS*」を通じて、発電および電動モビリティの分野でも事業を展開している。

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の持株会社（FIPARES）およびDalkiaが50対50の割合で保有している。同社は、エネルギー移行の担い手として位置づけられ、アルザスの民間部門および公共部門の経済主体のエネルギー消費を脱炭素化するために、持続可能なソリューションを提供し、エネルギー効率の向上を図っている。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
- ・改修工事による建物のエネルギー効率の向上
- ・エネルギー施設の管理の最適化
- ・暖房用途を脱炭素化するため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、ÉS Géothermie SA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5GWh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。

⑤ 当グループの国際事業

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およびEDF Power Solutions UK）を統合している。

EDF Energyは、英国最大のエネルギー・サービス提供者の1つであり、各種の現場で12,231人を雇用している（2025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、「エレクトリック・ブリテン」の構築、電力供給およびサービス提供であり、これが英国にとって手頃な価格で安全な低炭素の未来を実現する最良の機会であると考えている。EDF Energyは、電力のバリュー・チェーン全体で大きな存在感を発揮し、以下の5つの主要な業務分野において、英国の電化において重要な役割を果たすことができる立場にある。

- ・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CおよびサイズウェルCにおける新たな原子力発電所の建設ならびにその他の英国の新たな原子力プロジェクトの支援
- ・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。電気自動車（EV）の充電プロバイダーであるPod、EDF Heat PumpsおよびContact Solarの完全子会社化を含め、顧客の住宅および企業の電化および脱炭素化を支援する製品およびサービスの提供
- ・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。柔軟な資産所有者（住宅や企業を含む。）に対し、最適化サービスを提供
- ・再生可能エネルギー：EDF Power Solutions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Hynamics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、電化が価格の手頃さの向上、エネルギー安全保障の強化および気候変動への取組みの鍵であると確信している。EDFは、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。より多くの業務を化石燃料から電力に切り替え、低炭素電力を生成するインフラを構築することにより、英国は、エネルギー、安全保障および気候変動に関する目標を達成することが可能である。熱、輸送、産業およびその他の部門の電化は、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「エレクトリック・ブリテン」に関する進捗報告書の最新版（www.edfenergy.com/about/sustainability）では、クリーン・エネルギーへのアクセスを拡大し、住宅、企業および公共サービスの安全で手頃な価格の低炭素電力の供給への移行を支援することにより、英国の電化を支援するための、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は、英国最大の炭素排出ゼロの電力発電事業者であり（EDFは、2024年に他のどの企業よりも多い英国の炭素排出ゼロの電力総量の17%を生産した（www.edfenergy.com/zero-carbon）。）、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。2024年、EDF Energyの原子力発電所は、英国の発電量の13%を生産した（2024年の発電データおよび2024年の最終発電量に基づく。）。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年に発表した稼働中のAGR 4基すべての延長に加え、EDFは、2025年9月、同社の英国の原子力発電所2か所、すなわち、ランカシャー州におけるヘイシャム1およびティーズサイドにおけるハートルプールについても、耐用年数のさらなる延長を決定した。2055年まで英国の電力需要の3%（2024年の発電データおよび2024年の最終発電量に基づく。）の供給を継続するために、サイズウェルBの耐用年数を20年間延長することが検討されている。

EDF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は、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、最終的に全7基のAGR発電所の燃料を取り出す責任を負っている。最初のAGRの燃料取出は、2025年4月に予定どおり、かつ予算内で完了し、ハンターストンBの敷地許可は、廃炉に向けて2026年にEDFからNRSへ移管される。2基目のAGRであるヒンクリー・ポイントBも2026年に続く予定であり、原子力規制局（英国の原子力規制当局）は、2026年1月13日、同施設について燃料なしの状態であることを宣言した。EDFの他のAGR発電所の1つであるケント州のダンジェネスは、現在燃料取出段階にある。

EDF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し、海外からのエネルギー輸入への依存を減らすためには、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Cにおいて進化型加圧水型原子炉（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。2025年末現在、約14,000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C用地における3.26GWのEPR複製プロジェクトは、2025年7月に最終投資決定（FID）、2025年11月に財務上のクロージングに至った。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（ガス火力発電所による年間発電量と比較。）。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。

EDFは、これら2つのEPRプロジェクト以外にも、EDFが所有する他の用地を含む次世代の原子力技術を可能にすることで、英国における原子力プログラムをさらに支援している。

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、3.5百万世帯および企業に電力、ガスおよびその他のサービスを提供している。

Pod、CB Heating（EDF Heat Pumpsに名称変更）、Contact Solarおよびその他のEDFの機能の取得および統合により、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。

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（EDFは、供給量および供給メーター数において、I&C（産業用および商業用）電力市場で最大のシェアを有している（4月25日付Cornwall Insight企業向け電力市場シェア報告書）。）。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（EDFは、PPAにおける再生可能電力市場で最大のシェアを有している（8月25日付Cornwall Insight PPA市場シェア報告書）。）、その市場参入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。

(口) EDF Energyの事業

2025年の英国におけるEDF Energyの設備容量および発電量

EDF Energy	2025年12月31日	2024年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (GWh)	46,255	45,011
供給ガス (GWh)	27,007	27,124
住宅用顧客口座数 (千) ⁽²⁾	4,995	5,213
従業員数 ⁽³⁾	12,231	12,680
報告された事故発生率合計 ⁽⁴⁾	0.63	0.63

(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（応急手当てを除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。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2025年12月末現在の災害度数率（TFA）は、0.05であった（2024年12月末現在は0.05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の取得手続きには、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）。1974年HSWAは、分野別およびリスク別の追加的な法規（すなわち、2012年アスベスト管理規則）により支持されている。
- ・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。これらの規則は、分野別およびリスク別の追加的な規則により支持されている。

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、1974年HSWA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の不遵守は犯罪となり、取締役に対してEDF Energyの総売上高に応じた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を所有しており、そのうち1か所（ダンジェネス）は、2021年に燃料取出段階に入り、また、2か所（ハンターストンBおよびヒンクリー・ポイントB）は、燃料がない状態であることが確認されており、それぞれ2026年4月および2026年末までに原子力復旧サービス（NRS）へ移管される予定である。

2025年の合計発電容量は、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。放射線、環境および火災に関する安全性能は、比較的安定している。2025年には、国際原子力事象評価尺度（INES－レベル1事象は異常事態とされ、7段階の中で最も低い。）において、2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。2025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0.020mSvであった。2025年において個人が受けた最高線量は4.546mSv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。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。

2025年9月、ハートルプールおよびヘイシャム1の耐用年数を2028年3月まで1年間延長することが発表された。「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。

発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位：MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位：TWh)	
		2025年	2024年
AGR発電所			
ハートルプール	1,185	2.1	6.1
ヘイシャム1	1,060	5.2	5.8
ヘイシャム2	1,240	6.6	8.6
トーンズ	1,200	8.6	8.0
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	10.4	8.8
合計	5,883	32.9	37.3
負荷率 ⁽³⁾		64 %	72 %

(1) 各原子炉の発電容量は、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。

(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

2025年における原子力発電所の発電量は32.9TWhであり、2024年（37.3TWh）と比較して12%の減少であった。

追加の法定供給停止、ハートルプールのユニット1基のタービンローター交換、ならびに主にハートルプール、ヘイシャム1およびヘイシャム2原子力発電所におけるさらなる予定外の発電量の減少により、2025年の発電可能電力量は減少した。

予想操業年数および閉鎖日

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	45年	21年	2028年
ハートルプール	AGR	1983年8月	45年	21年	2028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	PWR	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5つのカテゴリーに分類される。

- ・極低レベル廃棄物（VLLW）。LLWの下位カテゴリーであり、自治体、商業もしくは産業廃棄物とともに安全に処分できる廃棄物、または放射能濃度の制限に従い指定された埋立地で処分できる廃棄物をいう。
- ・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、英国のカンブリアにおけるLLW用の廃棄物保管施設の最適な利用を促進する。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。長期間の地表貯蔵の後、使用済燃料は、将来の英国地層保管施設に送られる。

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。2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.2.3「原子力発電所廃炉引当金」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）に移管することを規定している（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.2.1「規制および契約の枠組み」も参照。）。

ハンターストンBの原子力復旧サービスへの移管が成功した時点で（現在、2026年半ばと想定されている。）、発電所に関連する原子力廃炉負債は原子力負債引当金から認識中止され、関連債権も同時に認識中止される。ヒンクリー・ポイントBも現在、2026年の移管が想定されている。ハンターストンBの移管に関する移管プログラムの成功は、その完了後に評価され、その結果はヒンクリー・ポイントBおよびその他残りのAGR発電所の移管プログラムに係るベンチマークとして使用される。

(c) 火力発電およびガス貯蔵

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。廃炉および取壊しの完了後に、コッタムの土地に係る潜在的な開発プロジェクトが検討される。

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。WBA（ウェスト・バートンA）は、UK Industrial Fusion Solutions（UKIFS）が主導するSTEP（球状トカマク型エネルギー生産）と呼ばれるプロジェクトである初のプロトタイプ核融合発電所の用地に選ばれており、同

プロジェクトは2040年代までに核融合からの正味エネルギーを実証することを目指している。UKIFSは現在、2030年まで利用可能なWBAとの土地オプションを有している。

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2027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。

(d) 顧客

	2025年12月31日	2024年12月31日
顧客への供給電力 (GWh)	46,255	45,011
顧客への供給ガス (GWh)	27,007	27,124
期末現在の住宅用顧客口座数 (千)	4,995	5,213

EDF Energyは、英国全土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の供給ならびに卸売市場におけるEDF Energyの発電資産および顧客資産の最適化を担っている。企業用顧客の規模は、大規模公共部門契約者から小規模民間企業に及んでいる。EDF Energyは、住宅用顧客および企業用顧客に対して異なるリスク管理戦略を採用している。

EDF Energyは、エネルギー企業義務制度（ECO）（www.ofgem.gov.uk/energy-company-obligation-eco/contacts-guidance-and-resources/eco-public-reports-and-data）を通じたエネルギー効率化設備において英国を代表するエネルギー供給業者の1つであり、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導入など、その他「供給を超えた」サービスを顧客に提供する。

住宅用顧客

2025年、EDF Energyは、住宅用部門において、9.942TWhの電力および24.343TWhのガスを供給した。2025年12月31日現在、EDF Energyは、2.94百万の電力口座および2.055百万のガス口座を有していた。2025年の解約率（約5%）は、2024年（約9%）に比べて減少した。EDF Energyの市場シェアは、2024年末における9.5%から9.1%（最新の報告書の日付（2025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、30百万英ポンドの投資を行っており、この金額は4年連続で増加している。かかる支援は、債務に苦しむ顧客を支援し、パートナーとの協力とともに、最も脆弱な顧客を経済的に、また暖房の確保および住宅の断熱を通じて支援するものである。EDF Energyは、供給業者の回復力、既定料金上限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するため、政府および規制当局と、二者間でも、また業界団体であるEnergy UKを通じた他の供給業者とのパートナーシップにおいても、引き続き強いコミットメントを維持している。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。

2024年、EDF Energyは、約5.8百万の住宅用顧客および中小企業用顧客のKraken Technologiesの市場をリードするプラットフォームへの移行を完了した。これにより、同社は高い評価を得ている顧客サービスを提供することが可能となり、2025年にTrustPilotの格付で「優れている（Excellent）」（5段階中4.8）を獲得していることが示すように、英国市場の大手エネルギー供給業者の中で最高評価を分け合う結果となった。

エネルギー危機の余波

2021年および2022年に大幅なボラティリティを示したガスおよび電力の卸売エネルギー市場は、2023年に安定して以来、引き続き比較的安定している。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高く、また、短期的な価格の「急騰」のリスクは、依然として存在する。

EDF Energyは、需要のボラティリティにより、ヘッジ戦略において重大なリスクに引き続き直面している。これは、天候が依然として顧客のエネルギー消費の主要因である上、COVID-19パンデミックや2021年から2022年にかけてのエネルギー危機以降、顧客のエネルギー使用状況が著しく変化しており、一定の不確実性が引き続き残っているためである。特にロシアおよび中東における地政学的な不安定性は、市場のボラティリティおよび流動性リスクをさらに増大させている。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る。これは、顧客からの債権回収能力、価格設定を通じた利益創出能力ならびにEDF Energyの長期戦略の中核をなす再生可能エネルギーおよび低炭素発電への支援の変更といった形で現れる可能性

がある。エネルギーの価格が高止まりする中、エネルギー小売業は、住宅用顧客および企業用顧客の両方にとって依然として注目度の高い問題である。

EDF Energyは、Ofgem、英国政府、野党およびその他業界の利害関係者と積極的に協力しながら、市場規制改革や、ネット・ゼロおよび電化が進展した英国の実現に向けて、2026年以降に顧客をどのように支援すべきかに関する議論に参加している。

国内市場の規制

既定料金の上限および取得料金の禁止

2019年1月1日、Ofgemは、住宅用顧客に対する既定料金の上限を導入した。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改め、四半期ごとに規定料金の上限の更新を行うようになった。

BATの禁止措置により、供給業者は、新規顧客のみに期間限定の価格を提供することはできなくなり、既存の顧客にも割引プランが同様に提供されることが保証される。当初2023年3月まで適用される予定だったが、Ofgemはこれを4回延長しており、現在は少なくとも2027年3月まで継続されることになっている。

これらの措置は、市場を安定させ、供給業者の短期的な行動を抑制した。卸売価格の下落や既定料金の上限の方針変更とともに、これらの措置は、供給業者が2021年および2022年のエネルギー危機によって被った多額のヘッジ損失を回復することに寄与した。

財政的回復力

2023年、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）制度の下での義務を履行できることを確保するための規則を導入した。特に、EDF Energyは、顧客の貸方残高の少なくとも20%を現金として保有し、購入済みの証明書または担保を用いて、住宅用顧客に対するRO要件を完全に隔離しなければならない。

2024年、Ofgemは、供給対象の住宅用顧客数に基づき、供給業者に対する最低資本目標を導入した。これらの措置は、供給業者が規制上の義務を継続的に履行するための十分な資本の確保を目的としている。供給業者は、財務上の問題の兆候を迅速に把握し、必要に応じて代替の資金源を確保するために、純資産を毎月Ofgemに報告することが義務付けられている。EDF Energyは、これらの要件を完全に遵守している。

ECO 4 および住宅暖房割引

ECO 3 は、2022年3月31日をもって終了した。2022年夏には、ECO 4 と呼ばれる第4期のECO制度に引き継がれ、2026年3月31日までの4年間を対象とする。ECO 3 と同様に、ECO 4 制度は、大規模供給業者に対して、低所得者および脆弱な顧客が、名目上の費用節約を達成できるように支援するエネルギー効率化対策を推進する義務を課す。英国政府は、2026年3月にECO制度を終了することを発表した。

これと同時に、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 制度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。2025年、EDF EnergyによるECO 4 およびGBISへのコミットメント総額は、129百万英ポンドに引き上げられた。

また、住宅暖房割引（WHD）制度も引き続き2025年／2026年の冬季まで毎年実施される。かかる制度において適用対象となる世帯に与えられる支援額は、現在、適格な顧客に対して150英ポンドである。政府は、WHD制度の2026年以降の延長について協議を行い、現在その結果を待っているところである。

スマート・メーターの方針

EDF Energyは、スマートグリッドや時間帯別料金といった仕組みの実現が可能となり、英国が低炭素社会へと移行する中で、電力系統の強靱性向上に寄与する、スマート・メーターの導入プログラムおよび英国のエネルギーインフラの近代化に引き続き注力している。

英国のエネルギー供給業者は、2021年12月末までにその住宅用顧客および小規模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月から2025年12月にかけて、すべての供給業者に、年間最低設置目標を達成し、最終目標である住宅および企業の76%へのスマート・メーターの設置が義務付けられた。スマート・メーターは、依然として顧客にとって任意の選択肢であり、業界内の解約率も低いため、これらの目標達成は困難であった。EDF Energyは、かかる技術の恩恵を受けることを希望するすべての住宅用顧客および小規模企業用顧客に対するスマート・メーターの供給に引き続き取り組んでいるが、他の主要な供給業者と同様に、主にスマート・メーターを拒否する顧客がますます増加していることを理由に、規定された最低目標を達

成することはできなかった。政府は現在、2025年12月以降の残りのスマート・メーター導入の枠組みについて協議を行っている。これによれば、住宅用顧客に対しては、2030年までに100%の住宅へのスマート・メーター設置に向け、供給業者があらゆる合理的な措置を講じることが求められ、非住宅用顧客に対しては、2027年1月以降に締結される新規の有期契約に、スマート・メーターの設置を要求する条項を含めることが義務付けられる。

2025年、EDF Energyは、約178,000個のスマート・メーターを追加で設置し、2025年末時点では、導入対象となるEDF Energyの顧客の約69%がスマート・メーターを有していた。これにより、EDF Energyは、現在までに合計約3.7百万個のスマート・メーターを設置したことになる。

非住宅用顧客

EDF Energyは、約302,000の小規模企業用顧客ならびに約17,700の産業用顧客および商業用（I&C）顧客に供給し、うち約15,800は中規模企業用顧客に、約1,900は大規模企業用顧客に供給する。産業向けおよび商業向け事業（ビジネスおよび卸売サービス（BWS）部門の一部として運営）は、国防省や国民保健サービス（NHS）など、イングランドおよびウェールズの公共部門向けに幅広い製品およびサービスを調達する政府機関であるCrown Commercial Services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。この契約は、取引量において、英国最大規模のエネルギー契約である（www.edfenergy.com/large-business/talk-power/blogs/Proud-to-extend-our-partnership-with-Crown-Commercial-Service）。

2025年において、非住宅用顧客部門は、合計36.31TWhの電力を非住宅用顧客に供給し、うち2.56TWhは小規模企業用顧客に、33.75TWh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2.66TWhのガスを非住宅用顧客に供給し、うち1.49TWhは小規模企業用顧客に、1.17TWh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電力市場は合計約155.1TWhであり、EDF Energyは、企業用市場の約22.7%を占め、取引量およびメーター数で最大の企業用顧客向け供給業者となっている。EDF Energyの非住宅用電力市場における供給量は、産業向けおよび商業向け事業の堅調な成長により、前年比で1.5TWh増加した。

小規模企業においては、今年は顧客口座数が約5.2%とわずかに減少したが、EDF Energyは、依然として英国の小規模企業向け供給者において第2位の供給業者である。

EDF Energyの中規模企業向け部門は、再び堅調な売り上げ実績を上げ、顧客サービスを大幅に改善し、市場リーダーとしての地位を確固たるものにした。同社はガス事業を引き続き拡大しており、2025年末時点で約6,100のメーター・ポイントに供給した。

大規模企業向け部門においては、対象を限定した新規事業アプローチを継続した結果、2025年に2社の新規顧客を獲得することに成功した。さらに、53件の大規模企業向け契約が更新された。また、公共部門の顧客との契約に基づき、約18TWhを供給した。

電力購入市場において、EDF Energyは、Cornwall Insightの最新の業界市場レポートによると、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。571か所の再生エネルギー施設との契約が締結された。これには、英国の送電網に追加の発電容量をもたらす16か所の新規再生可能エネルギー施設が含まれており、うち5か所は太陽光発電および風力発電プロジェクトにおける新たな企業間電力購入契約（PPA）であった。

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方針は、総利益のボラティリティを制限する一方で、EDF Energyの事業が最適化され、そのサービスが競合価格で提供されることを保証する。ビジネスおよび卸売サービス（BMS）は、所定のリスク限度および統制の枠組みの中で、卸売市場リスクを管理する。BMSは、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間のインターフェースを提供する。BMSはまた、EDF Energy全体に対し、モデル作成サービスを提供するほか、生産者向けの市場参入ルートおよび最適化契約の提供を含む第三者との間で、資産担保型商業構造の交渉および管理を行っている。

電力の販売および調達

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、公表される市場価格に基づき、流動性が許す範囲で平準化された先物電力先物価格を参考として、Centricaとの取引と同じ移転価格で、内部に売却される。

自己の発電量に加えて、EDF Energyは、主に再生可能エネルギーおよび熱電併給（CHP）の発電事業者との間で締結された電力購入契約（PPA）に基づく輸入電力からも電力を調達している。2025年、EDF Energyは、このルートを通じて約10TWhの電力を調達した。

WMSの柔軟性サービス事業は、卸売取引および柔軟性付帯サービスから収益を得るために、顧客に対し貯蔵設備（バッテリーなど）および小規模発電設備（「ガスピーク発電」など）向けの市場アクセスおよび最適化サービスを提供する。2025年に、

2,960MWの新規のバッテリー最適化契約を獲得し、既存のバッテリー・パートナーとの間で49.9MWに相当する契約更新に合意した。また、新規のガスピーク発電契約から140MWを確保するとともに、既存のガスピーク発電パートナーとの間で20MWに相当する契約更新に合意した。2025年の供給量について、EDF Energyは、卸売市場において約10.2TWhに及ぶ純買手となり（仕組取引を含む。）、約26.9TWh売却し、37TWh購入した。

再生可能テクノロジーおよび電気自動車

電気自動車（Pod）

EDF Energyは、2021年11月にPod Point Group Holdings Ltd（「Pod」）が新規株式公開（IPO）を行った時から、同社の過半数（約53%）の株式を保有していた。2025年8月4日、EDFは、Podの残りの全株式を取得し、同社の完全所有権を獲得するとともに、ロンドン証券取引所からの上場廃止を行った。かかる買収は、より一層の支援と長期的な安定性を提供する機会を生み、厳しい市場環境を乗り越え、引き続き顧客に貢献するための一助となるものである。英国における電気自動車（EV）への移行を支援することは、人々の節約および二酸化炭素排出削減を支援するEDFの能力を強化するものであり、同社の目的の中核をなすものである。

2025年において、Podは、約22,000台の住宅用プラグインカー（PiV）充電ポイントを設置した。これらの販売高は、EV市場の成長を鈍化させている生活費危機が続く中で達成された。EDF Energyは、現在電気自動車を保有する顧客を約109,000人有しており、うち約31,000人が電気自動車専用設計された料金を利用していると推計している（約78,000人の顧客が、電気自動車専用料金プランを契約していないものの、消費パターンから電気自動車を所有していると推定される。）。

ヒートポンプ（EDF Heat Pumps）

2025年、EDF Energyは、約1,600台のヒートポンプを販売（総計）し、約1,100台を設置した。これは、2024年と比較して、2025年の販売台数が約5%、設置台数が18%増加したことを意味する。

ソーラーパネルおよびバッテリー（Contact Solar）

2024年2月、EDF Energyは、住宅用太陽光発電パネルの設置業者の大手であるContact Solarを買収した。Contact Solarは、約3,300台の太陽光発電システムを販売（総計）し、約2,300台の太陽光発電／バッテリー・システムを設置した。これは、EDF EnergyからContact Solarへ提供された見込み客数が2024年と比較して大幅に増加したことを受け、2024年と比較して、2025年の販売台数が約74%、設置台数が81%増加したことを意味する。

（e）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、英国政府と共同で、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）の開発者でもあった。かかるプロジェクトは、2025年11月4日にファイナンシャル・クローズを迎え、現在建設段階に移行しており、EDFは、引き続き12.5%の少数持分を保有しているほか、ニュークリア・アイランドおよび蒸気タービン・パッケージなどの重要なサプライ・チェーン・パートナーとしても参画している。

ヒンクリー・ポイントC

2025年12月31日現在、EDF Energyは、HPCの76.7%の持分を保有しており、残りの23.3%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、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

2025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月、Framatomeは、1号機安全保護建屋3内の遠隔停止室の設備工事を開始した。これは、万が一中央制御室が機能停止に陥った場合のバックアップ設備である。3月に、1号機燃料建屋の使用済み燃料プールの周りに、第1層コンクリートの打設が実施された。
- ・7月17日、2号機の245トンのドームが、6時間かけて原子炉建屋内に安全に引き上げられた。これは、1号機のドームの引き上げから18か月後のことであった。

- ・ 8月、4基の中型ヘッド安全注入ポンプが設置された（1号機の安全保護建屋に1基ずつ）。これらのポンプは、残留熱除去システムの一部を構成する。
- ・ 9月、1号機の安全保護建屋に初の電気開閉盤が設置された。
- ・ 10月、放水トンネルの1号機および2号機の放水建屋への接続工事が完了した。沖合の放水トンネル工事は7月に完了し、三叉接続部の最終コンクリート打設は9月下旬に行われた。

プロジェクト費用およびスケジュール

2024年1月のヒンクリー・ポイントCプロジェクトの見直しは、建設日程および費用の再評価につながり、検討すべき以下3つのシナリオが示された。

- ・ 最初のシナリオは、2029年に1号機における発電の開始という目標を有する。
- ・ 2つ目のシナリオ（基本のケース）は、2030年の発電の開始に導く。
- ・ 不利なシナリオでは、1号機における発電の開始が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。

プロジェクトでは現在、2030年に1号機における発電の開始を予定している。プロジェクトの費用は、2015年時点で約35十億英ポンドと見積もられている。さらに1年遅延した場合、2015年の価値で約1十億英ポンドの追加費用が発生すると見込まれる。

2025年末現在におけるプロジェクト全体に係る建設費用（未償却利息を含む。）は、39.3十億英ポンド（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記9.3「発電用有形固定資産およびその他の有形資産」を参照。）または2015年の価値で25.1十億英ポンドであった。

2025年において、当グループは、3,552百万英ポンドのプロジェクト減損を計上した。これは主に、サイズウェルCの最終投資決定時に、差金決済契約の行使価格が、3英ポンド/MWh（2012年）減額され89.5英ポンド/MWh（2012年）となったことによるほか（これは、サイズウェルCが享受したノウハウおよびシリーズ効果に対するヒンクリー・ポイントCへの1.6十億英ポンドの支払いによって完全に相殺されている。）、MEH工事に関連する1号機の納期の遅延リスク（COD）による12か月の遅延によるものである（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記9.7.2「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。）。その結果、2025年末時点で、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関連する固定資産は、23,133百万ユーロに達した。

プロジェクトの資金調達

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）。それ以来HPCは、CGNからの任意の持分提供がなかったため、EDFのみによる資金調達を行っている。株主間契約では、CGNに対し、いつでもプロジェクトの資金調達に参画する権利が与えられている。

EDFは、Apolloとの間で、債券ローンによる最大4.5十億英ポンドの融資契約を締結した。2025年6月、EDFは、かかる契約に基づく第1トランシェとして、1.5十億英ポンドを引き出した。EDFは、それぞれ1.5十億英ポンドの第2および第3トランシェを引き出す権利を有している。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引き続き模索している。

原子力規制局（ONR）との協議

原子力規制局（ONR）は、計画検査、緊急検査および抜き打ち検査をプロジェクト全体で実施することにより、原子力施設の安全衛生およびサイバー・セキュリティに特に重点を置くプロジェクトの綿密な監視を徹底している。ONRは、原子力発電所用敷地許可LC13に基づく、原子力安全委員会の運営に関する現行の規制協定の改定を承認した。

ONRは、柔軟な認可制度の一環として、HPC 1号機における最初の非常用ディーゼル発電機の設置に向けた第三ホールドポイントの解放に異議を唱えない決定を下した。ONRとのワークショップが今年開催され、規制への取組が引き続き効率的かつ効果的であることを見直し、確認した。HPCプロジェクトが現場での燃料供給段階に向かう中、ONRは、今後の認可取得に係る活動を実施している。

ONRは、2022年11月に発生した死亡事故に関連し、2015年建設（設計および管理）規則第13条（1）項に違反した疑いがあるとして、法的手続を開始している。NNBおよびBouygues Lang O'Rourkeジョイント・ベンチャーは、2025年12月15日にかかる事故に関して裁判所で聴取を受け、その後刑事裁判所へ移送され、現在2026年2月17日に審理が予定されている。

ONRは、2022年に発生した別の重大な安全事故に関連し、Bouygues Lang O'Rourkeジョイント・ベンチャーのパートナー各社に対して、別途起訴手続を開始した。

HPCは、この件に関して起訴されていない。

差額決済契約（Cfd）（契約の条件は、英国政府のウェブサイト（www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents）にて入手可能である。）

Cfdは、2014年10月に欧州委員会から欧州連合の国家援助規則に適合すると宣言された後、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より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最長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で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。

- ・2025年11月4日のサイズウェルCの資金調達完了を受け、HPCの行使価格は、92.50英ポンド／MWh（2012年）から89.50英ポンド／MWh（2012年）へと減額された。
- ・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、最長35年間である。稼働開始が2029年4月30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・デートがあり、当該日までに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に関する英国政府の交渉の結果を考慮して、ロングストップ・デートは、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、1号機の運転開始日から15年目および25年目における（前提条件によって増加または減少した）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も策定されている。

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

通貨別では、2026年以降に発生することが予想される16.2十億英ポンドの改定後費用のうち、約12%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。

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。

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（SZC）

SZC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。SZCは、総容量3.2GWとなり、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。SZC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。

2025年11月4日以降、EDFは、SZCの少数株主として12.5%の株式を保有しており、EDFグループの会計上は持分法により会計処理されている。SZCは、独自の経営陣を擁しており、独立した企業として意思決定を行い、発電所の建設を主導する。

最終投資決定（FID）およびファイナンシャル・クローズ

2025年7月22日、SZCは最終投資決定に到達し、11月4日にファイナンシャル・クローズを迎えた。EDFは、建設期間中に最大1.1十億英ポンドを投資する計画であり、当該プロジェクトにおいて12.5%の持分を保有する。なお、持分構成は、英国政府が44.9%、La Caisseが20%、Centricaが15%およびAmber Infrastructureが7.6%である。EDFは、2015年以降に発生した開発費用の償還があったため、ファイナンシャル・クローズ時点において新規の現金投資を実施しなかった。

サイズウェルCは、Bpifrance AEが保証する5十億英ポンドの輸出信用融資を確保したほか、英国国家投資基金から最大36.6十億英ポンドの借入金を調達した。これらの借入枠は、ムーディーズ、S&Pおよびフィッチからの投資適格格付の取得を受けて実現した。

EDFグループは、本プロジェクトに対し、エンジニアリング調査（EDF/Edvance）、原子炉ボイラー、蒸気発生器および安全制御システムを含む主要一次回路（Framatome）ならびに従来型アイランド向けターボ交流発電機ユニット（Arabelle Solutions）の供給者として参画する。SZCには、約40社のフランス企業が参画しており、フランスの原子力産業全体において、技術の継承や経験の活用にとり寄与することとなる。

建設

建設工事は進行中であり、2025年12月時点、SZCの現場には約2,000人が従事している。

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。

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。

SZC Limitedの経済的ライセンスは、ファイナンシャル・クローズの時点で、英国の電力・ガス規制当局であるOfgemから付与されており、プロジェクトは、建設期間を通して認可された収益を受け取り、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。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、SZCとLow Carbon Contracts Company Ltd.との間でファイナンシャル・クローズ時に締結された収益回収契約に基づき回収された。

運用段階において、Ofgemは、SZCがコストを回収し、英国の消費者料金を通じて資金調達される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し、これを5年ごとに見直す。

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。

ブラッドウェルB

このプロジェクトは、2025年において追加の進展はなかった。

コッタム

2025年9月14日、EDFは、ノッティンガムシャーにある旧コッタム石炭火力発電所において、Holtec Internationalと提携し、同社の小型モジュール炉「SMR-300」を開発し、同敷地内の最新鋭のデータセンターに、クリーンで安定した電力を供給する意向を発表した。

(ii) イタリア

(イ) EDFグループのイタリアにおける市場および影響力

イタリアは、フランス、英国およびベルギーに並ぶ、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、この分野における欧州で最も古い事業者の1つである。

現在、Edisonは再生可能エネルギーおよび柔軟性のある発電の分野、天然ガスの調達ならびに卸売市場での販売において、またEdison EnergiaおよびEdison Nextを通じた、最終顧客（持続可能なモビリティを含む。）、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において、イタリアを中心に約6,000人の従業員を擁している。当グループは、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への挑戦の最前線にいる。

(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の開発軸別の主な目標は、以下のとおりである。

- ・発電および柔軟性：二酸化炭素排出量を削減しながら、再生可能エネルギーの設備容量を2GWから4GWに引き上げ、イタリアにおける最も効率的な火力発電ポートフォリオ（マルゲーラおよびプレゼンツァーノの高効率な発電所を含む。）の1つを維持管理し、追加の蓄電池および揚水発電容量といった、柔軟性管理ツールを開発する。Edisonは、イタリアにおける開発条件が整えば、再生可能エネルギーのさらなる開発や、二酸化炭素の回収および新たな原子力発電などの新技術の開発により、2030年までに発電量の約40%を脱炭素化することを目指している。Edisonはまた、今後数年間で計画されているデータセンターの急速な発展に対応するための潜在的なソリューションにも取り組んでいる。
- ・ガスの供給およびグリーンガスの開発：ガスの供給源を地理的に多様化するとともに、柔軟なLNGの長期契約を通じて、イタリアのガス需要において約20%の市場シェアを維持する。またEdisonは、バイオメタンおよび水素（H2）の生産を通じて、また大型海上輸送および大型陸上輸送の段階的な脱炭素化を目的とした小規模LNGの開発を通じて、より環境に優しいガスの利用拡大を目指している。
- ・顧客およびサービス：（B2CおよびB2Bのセグメント向けの）顧客契約を2030年までに4.5百万件獲得し、大口顧客および行政機関（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主導的な存在になる。Edisonは、電力、水素およびバイオメタン等の複数のエネルギー源に基づく提供を通じて、持続可能なモビリティにおいて重要な役割を果たすことを推進し、目指している。

Edisonは今後数年間、年間1十億ユーロから1.5十億ユーロという意欲的な投資計画を掲げており、うち85%は国連の持続可能な開発目標に沿ったものである。これらの事業は、営業キャッシュ・フローおよび投資適格格付に沿った債務水準を通じて資金調達される。2025年には、Edisonの投資の86%は既に持続可能な開発目標に沿っており、62%はEUのタクソノミ・フレームワークに沿っている。

ここ数年、エネルギー移行业務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Edisonの位置付けが見直されてきた。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、2025年3月に、Edison Stocaggioの100%の持分をSnam Groupに売却した。

スタンダード・アンド・プアーズによるEdisonの格付はBBB+/A-2（安定的な見通し）（2026年1月23日にスタンダード・アンド・プアーズはEdisonの格付をBBB+（安定的な見通し）からBBB（ポジティブな見通し）に更新した。）で、ムーディーズによるEdisonの格付けはBaa3（安定的な見通し）であり、これはEdisonの堅調な経営実績および財務実績を反映している。

Edisonはまた、同社が事業活動を行う地域社会における数多くのイニシアチブ（特にエネルギー貧困の解消を目指したものを含む。）を通じて、また特に若者に焦点を当てたイタリア全土での社会的イノベーションの促進を目的として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。

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87点でプラチナメダルを獲得し、評価対象企業の上位1%に位置することを確認した。さらに、Edisonの2025年S&PグローバルESGスコアは、100点満点中55点に達した。最後に、EdisonはESG格付機関サステナリティクスから21.9点の評価を受けている。

2025年にEdisonと欧州投資銀行（EIB）は、Edisonの再生可能エネルギーおよびエネルギー効率化の開発計画を支援するために、最大800百万ユーロの融資に合意した。この融資は、複数のローン契約を通じて配分される予定であり、その第1弾となる200百万ユーロ規模の契約が2025年11月に締結された。

2025年のESG格付におけるEdisonの好成績と、欧州投資銀行による800百万ユーロの新たな融資枠は、国内における当グループの持続可能な開発への取組みを明確に評価したものである。

年間を通じて、スコープ1排出量は2024年の6.1百万トンから約7百万トン増加し、その結果、温室効果ガス排出原単位は1kWh当たり二酸化炭素換算で240グラムから278グラムへと16%増加し、回避された排出量は二酸化炭素換算で2.5百万トンの水準となった。排出量および炭素強度の増加は、主に2024年の例外的な傾向の後に水理条件が正常化したことによるものであり、また、当年度の前半の平均を下回る気温と弱い風力条件により、火力発電源の利用が増加したイタリアの電力システムの類似する動向とも一致している。

（ハ） Edisonの事業

（a） 発電

2025年における発電量

Edisonは、7.7GWの設備容量を全国に供給しており、イタリアにおける発電量の8.1%を占めている。

2025年、Edison（エネルギー効率化サービスを除く。）は、21.5TWhの生産を行った（前年比9.3%増）。水力発電量は、主に2024年の水理条件の例外的な水準に起因して、前年比で26%減少した。風力発電およびその他の再生可能エネルギー発電による生産は、2025年に新たな太陽光発電施設が稼働を開始するにもかかわらず、主として風力の低下より減少した。この再生可能エネルギー発電量の減少は、火力発電量の増加（前年比20.2%増）によって相殺された。

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、イタリアで最も高い効率性を有する火力発電所（CCGT）9か所、風力発電所64か所および太陽光発電所68か所で構成されている。エネルギー効率化サービスを除き、コンバインド・サイクル・ガス・タービンは発電量の79%を占める一方で、水力発電は発電量の12%、風力発電およびその他の再生可能エネルギー発電は併せて発電量の9%を占める。

国内の供給の安定化を支えるために、過去2年間でEdisonは、ヴェネト州およびカンパニア州に最新世代の火力発電所2基を建設し、1.5GW超の調整可能な容量の稼働を開始した。これらの発電所の最大正味熱効率水準は62%で、水素利用に向けた技術的準備も整っている。これらの発電所は、再生可能エネルギー源の間欠性を補うために不可欠な、新たな柔軟性のある発電能力を代表するものであり、いずれも世界で最も先進的かつ効率的な発電所の1つである。

Edisonはまた、本業の成長および第三者開発業者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における拡大を継続することを目指している。Edisonは、FER-X入札において主要な落札者の1社となった。かかる入札は、長期の差額決済契約を提供することで大規模な再生可能エネルギー・プロジェクトを加速させ、2030年戦略計画を支える新たな再生可能エネルギー容量を確保することを目的とした、政府のFER-X令に基づく競争入札プロセスである。

2025年の最初の10か月間で、Edisonはシチリア島（55MW）、カンパニア州（27MW）およびヴェネト州（16MW）の太陽光発電所ならびにバシリカータ州（9MW）およびアブルッツォ州（80MW）の風力発電所を含む約200MWの建設現場を完成させた。後者の風力発電所は全面的に再建されたもので、再生可能エネルギーの発電容量は2倍以上になった一方で、風力タービンの数は73%減少した。2026年には、Edisonは追加で250MWの風力発電所および太陽光発電所の建設を完了させるほか、500MWを超える新たな建設用地を開発する予定である。

また、Edisonは、浮体式洋上風力発電所、揚水発電、二酸化炭素の捕捉および貯蔵ならびに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従事している。2025年1月にEDF、EdisonおよびEneaは、産業分野における小型モジュラー炉（SMR）の技術の導入と活用を深めるための覚書を締結した。

イタリア国外では、2025年7月にEdisonが、ギリシャの事業者であるElpedison BVの50%の持分をHelleniq Energy Holdings SAに売却した。これにより、15年より前に開始したHelleniqとのジョイント・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約200百万ユーロの資金を得ることができた。

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、2025年に約20%の市場シェアを持つイタリア第2位の天然ガス輸入業者であり、LNGの最初の長期輸入業者でもある。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の戦略的ビジョンでは、ガス、

特にLNGは、供給の柔軟性および送電網の安定性を維持するために不可欠であり、したがって、エネルギー移行の実際の実施速度にエネルギー構成を適合させることが重要であるとしている。この点で、ガスは、再生可能エネルギーの成長および最終消費の電化を補完する上で、今後数十年にわたり不可欠な役割を果たし続けることになる。

Edisonのイタリアにおけるガス供給ポートフォリオは、現在、年間で合計約14十億立方メートルの天然ガスに関する一連の長期契約に基づいており、その内訳はカタール（6.4十億立方メートル）、リビア（4.4十億立方メートル）、アルジェリア（1十億立方メートル）、アゼルバイジャン（1十億立方メートル）および米国のVenture Global（2023年にEdisonは、Venture Globalに対し、契約条件の違反について、ロンドン国際仲裁裁判所（LCIA）において仲裁手続を開始した。仲裁手続は現在進行中である。最初の送達は、2025年度第2四半期に開始された。）（1.4十億立方メートル）である。

さらに、2025年9月にEdisonは、Shell International Trading Middle East Limited FZEとの間でLNGの売買契約を締結したことを発表した。契約条件に基づき、Edisonは2028年から最大15年間にわたり、米国における年間約0.7百万トンのLNGを受け取るようになる。

最後に、Edisonは長期FOB契約に基づくLNG貨物の管理および供給のための長期的な再ガス化能力および出荷能力を有しており、最近、前述の新たな契約を管理するために運搬船を拡充した。

輸入ルートを強化し多様化することにより、Edisonはイタリアのエネルギー・システムの回復力に貢献する中心的な役割を果たし続けている。

2025年末現在のEdisonの資源は、以下のとおりである。

- ・そのほぼ全量がガス・パイプライン輸入およびLNGによる約15十億m³
- ・短期契約を通じて市場で購入された5.1十億m³

2025年のガスの販売量の合計は、降雨量の減少により水力発電量が減少したが、火力発電量の増加により補われたこと、また2022年および2023年のウクライナ戦争によるガス価格への圧力から事業活動を再開したことにより、（2024年の17.6十億m³から14.3%増加して）20.1十億m³となった。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6.3十億m³のガスのグループ内販売を行った。また、Edisonは、4.8十億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、9十億m³を卸売市場に供給した。

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、実際に、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つである。当グループは、3か所の稼働中のバイオメタン生産プラントを有し、そのうち1か所はバイオガスから精製して処理しており、2030年までに少なくとも10か所に達することを目標としている。

2025年6月、Edisonは、Verdalia Bioenergyとの間で、同社のプラントで生産されるバイオメタンの引取りに関する長期契約を締結した。Edisonに供給されるバイオメタンは、畜産廃液や農業副産物の処理から得られるものであり、運輸部門に割り当てられる。

Edisonはまた、海上輸送および大型陸上輸送における排出量を削減するために、液化天然ガスの供給、小型LNG運搬船による輸送、貯蔵および流通のための初の統合ロジスティクス・チェーンをイタリアにおいて開発した。

PIR GroupおよびKnutsenとの契約の締結により、Edisonはラヴェンナに20,000立方メートルの沿岸ターミナルと、大規模な再ガス化ターミナルから沿岸の貯蔵施設までLNGを輸送するためにEdisonが独占的に使用する小型LNG運搬船を開発した。これらは2021年10月から稼働しており、イタリア本土初の液化天然ガスの貯蔵施設である。

2025年11月にEdisonは、トリエステ港において商船への船対船LNG積載を初めて実施し、海上においても脱炭素化の取組みを主導する能力を実証した。

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、南イタリアにおいて追加のSSLNG施設を開発することを検討している。

Edisonは、ギリシャのDEPAと50%ずつ保有するジョイント・ベンチャーのIGI Poseidonを通じて、新たなエネルギー回廊を確立し、イタリアの供給源を多様化させるためのガス連系線を開発している。IGI Poseidonは、2022年から稼働しており、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を開発し、その技術的な輸送能力は年間3bcmで、最大で年間5bcmまで拡張可能である。同パイプラインは、IGI Poseidon（50%）とBulgarian Energy Holding（50%）が共同支配する企業であるICGBによって運営されている。

IGI Poseidonはまた、現在実現可能性の調査段階にある地中海地域の追加のインフラ・プロジェクトも推進している。

- ・欧州市場と東地中海地域の間を相互に結ぶEastmed。このプロジェクトは、イスラエルおよびキプロスをギリシャ、イタリアおよび欧州のその他の地域に接続することにより、ガス資源への直接的なアクセスを可能にするものである。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まで拡張可能である。また、このパイプラインは水素にも適しており、EUの共通利益プロジェクト（PCI）のリストに含まれている。
- ・トルコとギリシャの国境とイタリアの間を相互に結ぶPoseidon。このプロジェクトの洋上区間は、Eastmedの最終区間であり、年間12bcmから年間20bcmの輸送を可能にする。

・ギリシャからイタリアへの双方向の洋上パイプラインであり、年間九十億立方メートルの水準で100%水素の輸送のために設計されているH2Poseidon。2024年にH2Poseidonは、欧州ネットワークの10か年ネットワーク開発計画（TYNDP）に組み込まれた。

（c） 販売およびマーケティング

Edisonは、発電から最終顧客への販売までの事業を営む、電力のバリュー・チェーンに沿った総合的な事業者である。

2025年に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46.8TWhの電力を販売し（2024年は37.1TWh、すなわち26.2%増）、そのうち25.3TWhは市場で購入したものである。

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。同社はまた、エネルギー効率化製品から集合住宅のエネルギー・コミュニティに至るまで、また小売顧客向けの幅広い修理、設置、維持管理およびWi-Fiサービスならびに社内設備の保護のための保険商品を通じて、顧客のニーズに合わせた付加価値サービスを提供している。

2025年にEdison Energiaは、2024年と比較して25.7%増の合計19.3TWhの電力を最終顧客向けに販売した。電力の販売量は、B2C向けが4.9TWh、B2B向けが14.5TWhであった。Edison Energiaは、2024年と比較して8.1%増の合計6.3十億m³のガスを最終顧客向けに販売した。ガスの販売量は、B2C向けが0.6十億m³、B2B向けが5.7十億m³であった。

2025年、Edison Energiaは、堅調な本業の成長により、3.2百万件の企業用、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（2024年12月31日現在と比較して6.6%増）。同社は、デジタル変革を加速させ、付加価値サービスのポートフォリオを拡充し、エネルギー移行およびイタリアにおける消費の電化を支援するための戦略的パートナーシップを締結した。

Edison Energiaは2024年に、従来の電力およびガスのサービスを補完するために、住宅に関する緊急事態への対応からソーラーパネル、ヒートポンプ、暖房および空調システムの設置、電気モビリティのソリューション、保険ならびに消費量のモニタリングに至るまでの住宅用サービス全般を提供する「リソルベ（Resolve）」プラットフォームを開始した。

2025年にこのプラットフォームは、顧客にとっての利便性、透明性および簡便性を向上させ、ロイヤルティを強化するように設計されたオンデマンドのホーム・アシスタンスおよびデジタル・スマート決済といった新機能により、さらに改良した。

同時に、Edisonは、デジタルでのやり取りを拡大するとともに、顧客がMyEdisonアプリを通じて直接的にエネルギー消費量を監視し、契約を自己管理できるようにする新機能を「リソルベ（Resolve）」プラットフォームに追加することで、デジタル変革のロードマップを推進し続けた。Edisonは、新規顧客の獲得を支援し、既存の顧客基盤の価値を最大化するために、電話とデジタルな接点を組み合わせたバーチャル・チャンネルを活用した「サービスを通じた販売」によるアプローチの採用を拡大している。

エネルギー効率およびVASの統合は、Edison Energiaのマーケティング計画における戦略的な柱の1つである。2025年にEdisonは、政府による強力な奨励策の終了に伴う「プル型」から「プッシュ型」への市場の移行に対応するために、新たな太陽光発電の提案であるMySun Proを開始した。この革新的なソリューションには、太陽光発電システムおよび蓄電システムのターンキー設置、季節ごとに料金体系が異なる専用商品の提供、太陽光発電パネルに対する5年間の保険、ならびに夜間に特別割引を提供する「バーチャル・バッテリー」が含まれる。

さらに、Edison Energiaは、顧客がエネルギー効率化と再生可能エネルギーのソリューションをより利用しやすくするために、革新的な提携を開始した。Avvera（Credem Group）とのパートナーシップにより、完全デジタルの後払い（Buy Now Pay Later）のプラットフォームであるSplittypayが導入され、顧客はエネルギー効率化商品の支払いを長期にわたって分割できるようになった。さらに、BNP Paribas Leasing Solutionsとの提携により、中小企業（SME）は太陽光発電システムおよび充電インフラのリースおよびレンタル・ソリューションを利用できるようになった。Edison Energiaはまた、Fabrickと提携して、MyEdisonアプリに統合された新しいデジタル・ウォレットを導入し、顧客サービスのデジタル化に向けた重要な一歩を踏み出した。

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、プル型とプッシュ型のチャンネルをバランスよく組み合わせることで物理的およびデジタルの両方に重点を置いたマルチチャンネルによるマーケティングのアプローチを統合し、シナジー効果と卓越した業務運営を活かして、継続的に成長し、価値を創出することを目指している。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。2,000の小規模な家族経営事業で構成される物理的チャンネルは、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者である。

2025年にEdison Energiaは、B2B分野での存在感をさらに確立し、この市場における主導的な事業者としての役割を再確認した。同社は、電力購入契約（PPA）を通じて主要な産業（鉄鋼、セラミック、製紙、ガラス、化学、産業用ガス、タイヤ製造、食品）のエネルギー多消費型企業に加え、産業コンソーシアムを通じて大・中・小規模の製造企業および第三次産業（大規模

小売、通信、データセンター、水道事業、道路網および鉄道網、空港ならびに病院）、さらには公共入札を通じて行政機関に対して、電力および天然ガスの供給を行っている。

2025年に同社は、Consip 2024の入札における6件の落札を獲得したことを受けて、B2B向けのガスおよび電力の顧客ポートフォリオを拡大した。供給は2025年から開始される。また、Edison Energiaは、Prysmian、Data4およびFS Energyとの契約を含む新たな企業向けの長期電力購入契約（PPA）を締結し、その結果、年間約0.2TWhの契約ポートフォリオを確保した。

同社は、イタリアにおいて集団的な自家消費と持続可能な生活モデルを発展させるために、集合住宅のエネルギー・コミュニティを推進している。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。

Edison Energiaは、複数のパートナーシップを結んだ。かかるパートナーシップは、Horizon Automotiveとの間で、電気自動車の長期リースを促進し、ウォールボックスや公共充電用のクーポンを提供するために締結し、日産との間で、ウォールボックスの供給および設置を行うために販売店を通じて締結し、そして最後に、IPlanetとの間で、100%のグリーン充電ならびにEdisonのPlug&Go+およびIPlanetアプリを通じた専用サービスによって電気モビリティを奨励するために締結した。

Edison Energiaは、ガス、電力および付加価値サービスを小売顧客向けに供給するシチリア島の子会社AMGを通じて、またプロパンガス、天然ガスおよび電力の販売に特化したサルデーニャ島の子会社Gaxaを通じて、現地でも事業を展開している。

(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、エネルギー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取り組んでいる。同社は、イタリアおよびスペインで活動している。

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、熱気および冷氣、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、エネルギー効率証明書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。

- Edison Nextは、Stellantisの主要な供給業者であり、2028年に満了する主要な契約に基づいて、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サポートしている。
- Edison Nextは、専用の太陽光発電所の開発に向け、定期的に電力購入契約（PPA）を締結しており、産業生産の持続可能性に貢献している。2025年にEdison Nextは、IGD（第三次産業）、Acciaierie VeneteおよびAgugiaro & Figna（企業用顧客）など、複数の顧客とPPAを締結した。

新しい太陽光発電所については、2024年の95.3MWから、2025年末現在では138.3MWに増加した（45.1%増）。

また、Edison Nextは、公共照明ならびに建物および施設（病院、学校等）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、自治体、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。

いくつかの例としては、公共照明システムの改善および庁舎の改修に関するラクイラ市、ロジーニャーノ・マリッティモ市、マリーノ市およびセルモネータ市との提携が挙げられ、省エネおよび二酸化炭素排出量の削減といった効果が期待されている。またEdison Nextは、パレルモのポリクリニコ病院で行われたようなトリジェネレーション施設も手掛けており、エネルギーの自給率を向上させ、年間約960トンの二酸化炭素排出量を削減している。

現在、Edison Nextは、イタリアおよびスペインにおいて、330超の自治体を支援し、約1.3百万か所の公共照明を管理している。

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。2025年にEdison Nextはリヴォリ、ロマーノ・ディ・ロンバルディアおよびボルゴ・サン・ダルマツォにおいて地域の新たな熱供給ネットワークを稼働させた。これらの新設備により、年間30%超の二酸化炭素排出量の削減が可能となる。地域の熱供給ネットワークから供給される熱量は、前年から8.3%増加して88.9GWhとなった。

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。

- ・Edison Nextは、DHL Expressの3つの事業拠点に電気自動車用の117の充電ポイントを設置し、物流事業向けにカスタマイズされた持続可能な電動モビリティのソリューションを推進している。
 - ・さらにEdison Nextは、イル・カスタニョ・ブランド・ヴィレッジのショッピングセンターに再生可能エネルギーのみを動力源とするC50充電スタンドを設置するために、ABB E-Mobilityと提携した。
- ポーランドにおけるEdison Next (Edison Next PolandおよびEdison Next Services Poland) に関しては、2025年12月15日にEdison Nextがその株式の100%をDalkiaに譲渡した。

(e) 規制業務ーガス貯蔵

2025年3月、EdisonはEdison Stoccaggioの100%の持分をSnam Groupに売却した。

(iii) 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、独仏の同期地域および英国との接続点が含まれる。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。LuminusはEDFグループにおいて重要な役割を担っており、強力な現地での存在感、エネルギーに関する専門知識および電力移行へのコミットメントを通じて、同社の欧州における地位の確立に貢献している。Luminusが策定し、EDFグループの目標に沿った2030年電氣化戦略計画では、多様で柔軟な発電所によって発電量を増やし、スマートかつデジタル化されたエネルギー供給プロセスを利用し、用途の電化と二酸化炭素排出量の削減に向けたソリューションを提供し、柔軟性に関する課題を機会へと転換することを目指している。

EDF Belgium

Electrabelとの長年にわたる契約に基づき、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に割り当てられる電力容量は、481MWである。チアンジュ1発電所は、2025年10月1日に操業を停止した。

Luminus

2025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、ガスおよび電力の供給において24%の市場シェアを占め、2025年末現在2,162MWの設備容量を有し、ベルギーの発電容量の10%近くを保有している。Luminusの発電量は、2024年は4.3TWhであったのに対して、2025年には合計3.6TWhとなった。同社は、2,800人超の従業員を雇用している。

Luminusは、風力発電所の拡充、火力発電所の最適化および大規模な二次電池電力貯蔵システム（BESS）（2025年3月にLuminusはワロン地域のナヴァーニュにおいて、2026年に稼働開始予定の150MWの大規模な蓄電池施設の建設を開始し、REMIT規則の欧州プラットフォームを通じて市場に公表した。）による補完によって、多様で柔軟な発電構成の開発を目指すとともに、コスト削減にも引き続き注力している。同社の戦略には、住宅用顧客と企業用顧客向け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、エネルギー・サービスの展開を目指すことも含まれている。

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年後半にENGIEおよびベルギー政府は、ドゥル4とチアンジュ3の原子炉の操業を2035年までの10年間延長する契約を締結した。

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1,050MW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している。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日は、REMIT規則の欧州プラットフォームを通じて市場に公表された。この歴史ある発電所は、Luminusの他のオープン・サイクル発電所と同様に、再生可能エネルギーの変動性を補うために、オープン・サイクル（310MW）施設に転換され、2025年春に稼働を開始した。

Luminusはまた、再生可能エネルギー分野でも非常に積極的に活動している。同社は、ベルギーにおける陸上風力発電および流込み式水力発電（7か所の水力発電所を運営）の主導的な事業者である。2025年10月にLuminusは、300基目の陸上風力タービンを稼働させた。同社の風力タービンはワロン地域およびフランドル地域に点在しており、その総設備容量は807MWである。

Luminusは、ベルギーにおいて電力およびガスを供給し、2.3百万か所の供給地点を有している。同社は24%の市場シェアを占める国内第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、子会社を通じて、住宅向けのエネルギー・サービスの分野で事業を行っている。Luminusは、ボイラーの維持管理、ソーラーパネルの設置および予測できない損害が住居に発生した際の「ホーム・アシスタンス」サービスを提供している。

企業用顧客に対し、Luminusは、子会社と協力し、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、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おり、エネルギー・パフォーマンスに関する契約の分野でベルギーの主導的な事業者である。

Luminus Cities（旧Citelum Belgique）は、2019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。100,000か所の照明ポイントの設計、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（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、エネルギー消費が76%削減される予定である（2020年から2040年までの間に-166,000トンの二酸化炭素排出量）。

(iv) その他国外

(イ) EDF power solutionsの国際事業

(a) 欧州（フランスおよびLuminusを除く。）、近東、中東ならびに中央アジア

EDF power solutionsは、欧州、特に英国において歴史的に強い存在感を示してきた。中東でも近年、力強い事業成長を遂げており、EDF power solutionsは中央アジアで開始した事業展開を継続している。

2025年12月31日現在、欧州（フランスおよびLuminusを除く。）、近東および中東ならびに中央アジアにおける当社の総設備容量は、総容量で8,240MW、純容量で3,044MWであった。当該範囲における2025年の正味発電容量は、7.8TWhであった。

欧州（フランスおよびベルギーを除く。）および近東

EDF power solutionsは、ドイツ、ベルギー、ギリシャ、アイルランド、イスラエル、ポーランド、デンマークおよび英国において事業を展開している。

ドイツにおいて、EDF power solutionsは169MWの陸上風力発電所を運営しており、2025年末には送電網を支えるための250MWのバッテリーに関する入札を落札した。

デンマークにおいて、EDF power solutionsは公共照明（130,000か所の照明ポイント）および電気自動車用の充電スタンド（1,500か所）において事業活動を行っている。

ギリシャにおいて、EDF power solutionsは陸上風力発電および太陽光発電で確固たる地位を築いており、474MWが稼働している。

イスラエルにおいて、EDF power solutionsは太陽光発電の主要な海外デベロッパーであり、陸上風力発電およびバッテリーでも事業を展開しており、730MWが稼働している。

ポーランドはエネルギー移行に着手しており、EDF power solutionsは同国において68MWの陸上風力発電を稼働しており、50MWのバッテリーを建設中である。

英国およびアイルランドにおいて、EDFグループは、EDF power solutionsとEDF Energyのジョイント・ベンチャーであるEDF power solutions UK and Irelandを通じて、再生可能エネルギーによる発電と柔軟性に係る事業を展開している。英国市場は再生可能エネルギーおよび柔軟性のソリューションにおいて非常に成熟している。EDF power solutionsは、総容量1,735MW（純容量630MW）の稼働中の資産により、同市場で強固な地位を築いており、Powershift（EDF Energy）の最適化能力を活用して、陸上風力発電および蓄電池の分野における主導的な事業者の1つとなっている。また、2025年に英国において450MWのNeart na Gaoithe洋上風力発電プロジェクトが稼働開始することも注目に値する。

中東

EDF power solutionsは中東に拠点を置き、チームは主にアラブ首長国連邦（同地域の事業管理の拠点）に配置されており、アラブ首長国連邦、サウジアラビアおよびオマーンにおいて資産を保有している。2025年12月31日現在、EDF power solutionsの同地域における総設備容量は、総容量4,710MWまたは純容量1,241MWであった。

アラブ首長国連邦において、EDF power solutionsは約3,200MWの太陽光発電の総設備容量を有し、約2,000MWが建設中である。同社は送電分野でも、特に現在建設中の高電圧直流（HVDC-VSC）海底送電システムであるAdoptプロジェクトを通じて、事業を展開している。

サウジアラビアにおいて、EDF power solutionsは再生可能エネルギー・プロジェクトのポートフォリオを開発し続けており、814MWの太陽光発電および陸上風力発電の資産が稼働中であり、約3,000MWの太陽光発電容量が建設中である。また、EDF power solutionsは、それぞれ1,800MWの容量を有する次世代コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所であるタイバ2およびカスィーム2の2か所の建設も進めている。EDF power solutionsは、Masdar、Korea East-West PowerおよびSuezと提携し、新都市アマアラ向けに、250MWの太陽光発電所、770MWhのバッテリー、送電網および海水淡水化施設を組み合わせた送電網非接続型エネルギー・システムを建設し、運営している。

EDF power solutionsは、合計約500MWのプロジェクト・ポートフォリオを開発し、エネルギー効率化および省エネ型の公共照明の事業も手掛けているEmergeを通じて、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企業用（C&I）の顧客を対象とした事業を行っている。

オマーンにおいて、EDF power solutionsは、2025年に最初のプロジェクトであるマナ太陽光発電所（630MW）の稼働を開始した。

中央アジア

EDF power solutionsはウズベキスタンに進出しており、パートナーとともに、それぞれ1,600MWの容量を有するコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所2基を建設中である。こうした柔軟性の高いソリューションは、ウズベキスタンのエネルギー移行プログラムに貢献している。

(b) 北米

北米市場（カナダ、米国およびメキシコ）では、電力需要が持続的に増加している。EDF power solutionsは欧州市場の主導者の1つであり、運営中の陸上風力発電、太陽光発電および蓄電池発電の総容量は8,088MW（純容量は5,875MW）である。これらの市場における2025年の純発電量は、14.5TWhであった。

米国では、米国政権によって導入された規制上および政策上の変更により、洋上風力発電プロジェクトは中止されており、開発努力は現在、旧税額控除の恩恵を受けている太陽光発電、陸上風力発電およびエネルギー貯蔵プロジェクトに集中している。米国における最新の開発事例の1つは、Fox Squirrel太陽光発電プロジェクトならびに（300MWpの太陽光発電および150MWの蓄電池を組み合わせた）デザート・クォーツサイトおよび（150MWpの太陽光発電と75MWの蓄電池を組み合わせた）ミラグロのハイブリッド・プロジェクトの稼働である。カナダでは、先住民コミュニティと連携し、大規模な陸上風力発電プロジェクトの開発に注力している。

(c) ラテンアメリカ

EDF power solutionsは、1,496MWの総設備容量（756MWの純設備容量）（太陽光、風力、ガス、バイオマス、蓄電池および水力）および建設中の618MWのハイブリッド容量（太陽光および蓄電池）のポートフォリオにより、アンデス山脈（チリ、ペルー、コロンビア）における事業を統合している。コロンビアでは、2025年にEDF Power Solutionsがヴィジャヌエバ・バイオマス発電所（28MW）の稼働を開始した。

ブラジルにおいて、EDF Power Solutionsは、主にガス、水力、風力、太陽光による2,713MWの発電設備を運営している。2024年12月にノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の電力購入契約（PPA）が終了した後、EDFは2025年12月にその保有株式の売却契約を締結し、2026年3月13日に売却が完了した（EDFの2026年3月16日付プレスリリース「EDFがブラジルのノルテ・フルミネンセCCGT発電所を売却」を参照）。送電網および蓄電池に対する投資は、長引く混雑と再生可能エネルギーの統合を支える柔軟性への需要の高まりによって牽引されている。2025年、EDF Power Solutionsは、58基の風力タービンからなり、261MWの総発電容量を有するバイア州のセーハ・ダス・アウマス風力発電所の稼働を開始した。現在、同社はブラジルで143MWの追加発電容量を建設中である。

ラテンアメリカ全体では、2025年のEDF Power Solutionsによる総純発電量は、5.3TWhであった。

(d) アフリカ

アフリカ大陸は、同大陸の経済発展、人口増加、そして住民の電化のニーズに牽引され、発電容量の大幅な増強を必要としている。EDF Power Solutionsは、アフリカにおいて対象国の課題に適した様々な再生可能エネルギー技術（水力、風力、太陽光発電、蓄電池およびバイオマス）を活用して事業を展開しており、（特に国際金融機関との）強固なパートナーシップを構築している。2025年、EDF Power Solutionsは、アフリカにおける総設備容量を2024年から倍増させ、総容量は1,078MWに達した。同社の2025年の同大陸における純発電量は、1.8TWhであった。

南アフリカにおいて、EDF Power Solutionsは、293MWの総容量（147MWの純容量）の風力、太陽光および貯蔵施設を運営している。2023年、EDF Power Solutionsは、再生可能エネルギー・プロジェクトを展開し、民間セクターの大口消費者に電力を販売するため、パートナー（Envusa Energy）と50/50のジョイント・ベンチャーを設立した。

コートジボワールでは、2026年に稼働開始予定のピオヴェア・バイオマス発電所（46MW）が地域資源を利用した発電を行い、循環経済が促進される予定である。

エジプトにおいて、EDF Power Solutionsは、KarmSolarの持分を通じて168MWの総容量（82MWの純容量）の太陽光発電を運営しており、200MWの蓄電池と組み合わせた1,000MWの太陽光発電プロジェクトの開発に参加している。

モロッコにおいて、EDF Power Solutionsは現在、190MWの陸上風力発電を運営している。当年度の重要な成果は、同社のコウディア風力発電所において、アフリカ大陸初となるリパワリングが完了したことであった。EDF Power Solutionsはまた、自家消費型の太陽光発電サービスを通じてモロッコの産業用エンティティのエネルギー移行を支援している。

EDF Power Solutionsはまた、国家政府および国際パートナー（世界銀行グループを含む。）が関与する官民連携の下で、アフリカにおける水力発電プロジェクトの開発、建設および運営を行っている。カメルーンでは、2025年にナハティガル水力発電所（420MW）が稼働を開始し、同国の発電容量を3分の1増加させる見込みである。当該発電所は、Nachtigal Hydro Power Company（NHPC）により運営されている。EDF Power Solutionsは、主要な官民パートナーとの同様の契約条件に基づき、マラウイ（350MW）、モザンビーク（1,500MW）、マダガスカル（120MW）の水力発電プロジェクトおよびカメルーンにおける第2のプロジェクト（500MW）の開発を継続している。

最後に、EDF Power Solutionsは、ソーラーホームシステムおよびソーラーポンプの販売を通じて、アフリカにおける電化という課題（600百万人の住民が電力にアクセスできない。）への取組みに貢献している。現在、1百万を超える人々が、EDFによるこれらのソリューションによる恩恵を受けている。

（e） アジア／太平洋

アジア太平洋地域には、再生可能エネルギーならびに低炭素および柔軟性に関するソリューションに関して、特にインド、中国、オーストラリアおよびベトナムをはじめ、極めて有望な市場がいくつか含まれている。2025年12月31日現在、EDF Power Solutionsの当該地域における総設備容量は4,302MW（純設備容量は2,454MW）であり、その年間純発電量は8.1TWhであった。

インドにおいて、EDF Power Solutionsは、主に太陽光発電および陸上風力発電のプロジェクトを展開しており、その総設備容量は1,600MW近くに達している。2025年、EDF Power Solutionsは、高度計測インフラ（AMI）プロジェクトに特化したジョイント・ベンチャーBGPLを設立した。これにより、インドの電力分野に対するEDFのコミットメントを強化するとともに、スマート・メーターを用いた電力供給の品質と信頼性を向上させる。

中国において、EDF Power Solutionsは、陸上風力発電、海上風力発電および太陽光発電からなる約1,500MWの総設備容量を有している。ラオスにおいて、EDF Power Solutionsは、子会社であるNam Theun 2 Power Company（NTPC）を通じて1,080MWのナム・テウン2水力発電所を運営している。ベトナムでは、2025年2月（合意されたBOT（建設、運営および譲渡）契約期間の満了時）に、子会社のMekong Energy Company Ltd（MECO）が715MWのフー・ミー2.2コンパインド・サイクル・ガス・タービン発電所をベトナム政府に譲渡した。EDF Power Solutionsは、SkyX Solarを通じて、ベトナムにおいて稼働中または建設中の累積容量約100MWpの屋上太陽光発電プロジェクトを開発している。また、EDF Power Solutionsは、日本およびオーストラリアにおいて蓄電池および揚水発電所プロジェクトを含めた事業を展開している。

最後に、EDF Power Solutionsは、アジア太平洋地域における洋上風力発電プロジェクトの開発を検討している。

（ロ） EDFの中国における事業

EDFグループは、中国において41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2.6GWの純設備容量（EDFの投資額に比例する割合）を有している。

2025年にEDFが中国において保有する資産からの総発電量のうち、55%がカーボン・フリーであった。

当グループは、その専門分野全般において、中国のすべて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。

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 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、電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。

2007年に締結され、2023年に更新されたEDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約は、運営および維持管理、エンジニアリング、産業チェーンならびに研究開発をカバーしている。EDFはまた、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行っている。

2010年、当グループとChina National Nuclear Corporation (CNNC) は、5年ごとに更新されるパートナーシップ枠組み契約を締結した。現在の共同研究のトピックは、新しい発電所の建設方法に焦点を当てている。

EDFはまた、仏中電力協会 (PFCE) の議長も務めている。当該団体の目的は、フランスの供給業者の中国市場への参入を支援し、電力システムの変化に関する技術革新の共有を促進するために、フランスと中国の電力分野の長年の関係を育み豊かにし、両国の交流を活性化させることである。

原子力発電

台山発電所による発電

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の30%の株式を保有している。かかる取引を通じて、当グループは、中国の原子力発電における最初の外国投資家となった。1号機は2018年12月13日に、2号機は2019年9月7日に商業運転を開始した。

2025年、台山の2基のEPRは、22TWhの電力を発電した。1号機は2025年春に計画的な供給停止を実施し、2025年7月に4回目の運転サイクルに入った。2号機も供給停止を実施し、2025年12月中旬に4回目の運転サイクルが終了した。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日に中国の国家発展改革委員会 (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。2021年12月22日に、新しい料金制度が公表されるまで延長された。2025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。

台山発電所に関するリスク

関連する資金調達合意には、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に設定された引当金が含まれる。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減損計上が必要となるおそれがある。

再生可能エネルギー

中国において、EDF Power Solutionsは、陸上風力発電、洋上風力発電および太陽光発電からなる約1,500MWの総設備容量を有している。

エネルギー・サービス

EDFは、ジョイント・ベンチャーを通じて、中国において冷暖房ネットワークの設計、建設および運営を行っている。

石炭火力発電

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、河南省の三門峡2「超臨界圧石炭」発電所を所有する会社であるDatang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (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、2×630MWの設備容量を有している。

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

EDFグループは、江西省における2×1,000MWの容量の「超々臨界圧」発電所を有するDatangグループとのジョイント・ベンチャーであるFuzhou Power Generation Company (FZPC) の49%を保有している。

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

気候変動との闘いを最優先に据える規制環境および社会環境において、またレゾナントに従い、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に基づいており、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、エネルギー・サービス市場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90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。これらのソリューションは、いずれもエネルギー消費の軽減を目指している。

Dalkiaは、その子会社を含め、340を超える冷暖房ネットワークおよびフランス国内外で93,000を超えるエネルギー施設を管理している。

2025年にDalkiaは、その顧客の二酸化炭素換算で4.7百万トンの排出量（*Fedene (Fédération professionnelle des entreprises de services pour l'énergie et l'environnement)*（エネルギー・環境サービス企業連合）の計算方法による。）を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。

- ・とりわけ木材エネルギー、地熱エネルギー、タラソ・サーマル・エネルギー、回収エネルギー（例えば、産業廃熱）等の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低炭素非化石ソリューションを支持している。

地域の熱供給ネットワークは、この低炭素エネルギー開発の主要な成果の1つであり、高密度で低炭素のシステムを提供している。2025年におけるその他の開発の中でも、Dalkiaはリール大都市圏の冷暖房ネットワークに係る管理契約を更新したが、これはフランスで3番目に大きな暖房ネットワークとなる見込みである。当該ネットワークは、複数の工場、廃棄物焼却炉または廃水処理施設およびバイオマス熱供給システムからの熱回収によって供給される。Dalkiaはまた、アヴィニョンおよびサンナゼールで冷暖房ネットワークを開発し、再生可能エネルギーおよび回収エネルギーが90%超を占めるエネルギー構成で稼働させる予定である。

Dalkiaおよび用途の電化

用途の電化は、気候変動対策において大いに有用である。

- ・Dalkiaは、産業プロセスのために必要な温度で熱または蒸気を発生させる幅広いヒートポンプを通じて、産業の脱炭素化に向けた電力ソリューションを開発、販売および実施している。また、同社は電気ボイラーも使用しており、場合により自己蒸気機械圧縮機と組み合わせている。Dalkiaはまた、産業用顧客が自社のプロセスを脱炭素化する際の手助けとなる調査および工事を請け負っている。

- ・建物の暖房も、化石燃料（燃料油、ガス）をヒートポンプに置き換えるために電化が進んでおり、場合により地表付近の地熱エネルギーと組み合わせられることがある。これは、第三次産業用建物および中古住宅のエネルギー改修工事等に関係する。

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措置、再生可能な熱、ヒートポンプおよび太陽光パネル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人近くの従業員を擁するDalkia Froid Solutionsは、産業用および商業用の冷凍および温度調節エンジニアリングを専門に扱う。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一方で、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、およそ120人の従業員を擁する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

およそ1,300人の従業員を擁する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。

- ・高電圧（HTA／HTB）の設備、高電圧（HTA）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）HTA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（HTA変電所、HTA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、760人近くの従業員を擁し、7,400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、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。Edison Next Polandの株式を100%取得したことで、フランス国外で2番目に戦略上重要な市場であるポーランドにおけるDalkiaの地位は強化された。
- ・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、上シレジアのカトヴィツェ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

Dalkia Group Limited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セクターに対してサービスを提供しており、およそ5,250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、企業や製造業者に対して、コンサルティング、プロジェクト・オーナー支援および公共照明ソリューションを含むエネルギー効率化業務に関する包括的なアプローチを提供している。2022年に買収したUS Chillerは、冷凍プラントの運営および維持管理を行っている。

Dalkia Middle East

（フランスの持株会社である）Dalkia Middle Eastは、中東において400人近くの従業員を擁しており、以下の会社の100%の株式を保有している。

- ・Dalkia Middle East Energy Company Limited（Saudi Arabia）は、冷却工場、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。
- ・Dalkiaは、2021年初めに中東初の会社をサウジアラビアにおいて設立し、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、同社は複数のエネルギー効率化契約および太陽光発電契約を締結した。2024年および2025年に、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。
- ・Dalkia US Chiller Services（ドバイ）およびDalkia US Chiller Services WLL（カタール）は、冷却装置ならびにHVAC（暖房、換気および空調）機器の運営、維持管理ならびに作業および修理を専門に行っている。

（口） 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。

- ・EDFグループ（EnedisおよびRTEを除く。）における優先的なイノベーションの戦略的ポートフォリオを特定し、促進していく。このポートフォリオは、EDFグループの事業ライン、研究開発部門およびグループ戦略部門との密接な協力の下に策定される。
- ・当グループ内でイノベーションの創出を促進し、様々な専門知識、ツールおよび手法を結集した集学的なアプローチを通じて、各事業ラインがイノベーションを実現できるよう支援する。当グループの各事業ラインへの支援には、イノベーション・ロードマップの策定およびイノベーションのパフォーマンス指標の定義へ寄与することも含まれる。
- ・以下の3つのプログラムを通じて、価値を創出し、当グループの業績向上に寄与する新たな製品およびサービスを、EDFの事業体と連携して提供する。

―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工業的実証炉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%出資するビークルである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ィ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、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。

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。

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である。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・ベンチャーは、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41社および投資ファンド21社を支援した。

2025年のEDF Pulse Holdingのポートフォリオへの新規追加

Inicio

Inicioはフランスの新興企業で、欧州における太陽光発電プロジェクトの開発のための土地の選定を専門としている。Inicioは、AIアルゴリズムを用いて、太陽光発電のデベロッパーが定める条件に一致する地域におけるすべての土地を48時間以内に選定する。同社は、デベロッパーと連絡を取る前に、これらの土地を所有者から確保しておく。4百万ユーロの資金調達ラウンドで、EDF Pulse Holdingがこの新興企業の持分を取得した。

MX3D

MX3Dは、WAAM（ワイヤ・アーク積層造形）による金属積層造形を専門とするオランダの新興企業である。造形チェーン全般を通じて、MX3Dは、完成度の高いターンキー造形システムおよび世界最大級の造形センターを擁する強みを活かし、オンデマンド造形サービスを展開している。7百万ユーロの資金調達ラウンドで、EDF Pulse Holdingがこの新興企業の持分を取得した。

Siteflow

Siteflowは、現場業務のデジタル化に特化した革新的なSaaS（サービスとしてのソフトウェア）ソリューションを開発している。Siteflowのソリューションは、統合されたビジネス・プロセス管理を提供し、複雑な業務が伴う重要産業（エネルギー、建設、防衛等）向けに特別に設計されている。7百万ユーロの資金調達ラウンドで、EDF Pulse Holdingがこの新興企業の持分を取得した。

La Solive

La Soliveは、エネルギー移行取引、中でも建物の省エネ改修および用途の電化において、革新的な技術研修を提供するフランス有数の機関の1つである。EDF Pulse Holdingは、この新興企業の持分を取得し、国土・地域活動局および当グループのエネルギー・サービス子会社（Izi by EDF、Izi confort、EDF solutions solaires）との間で覚書が締結された。

(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、フランスの第三次産業省令（フランスの第三次産業エコ・エネルギー・システム・メカニズム（DEET）は「第三次産業省令」とも呼ばれ、第三次産業用の建物のエネルギー消費量を段階的に削減することを義務付ける新たな規制である（目標は、2050年までにこれらの建物の最終的なエネルギー消費量を60%削減することである。）。）等に関する支援を含む。）を提供し、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と連携してエネルギー移行に取り組んでいる。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。モノのインターネット（IoT）の専門家として、同社は、120百万平方メートル超の建物面積を対象にエネルギー消費量の管理を行っている。

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。同社のサービスは、EDFと私（EDF&Moi）のアプリケーションにおいて入手可能である（「第2 3（2）②（ii）（i）（a）住宅用顧客」を参照。）。

EDF business services（旧IZIVIA）（IZIVIAは、2026年1月28日付でEDF business servicesに社名変更した。）

EDF business services（旧IZIVIA）は、EDFグループの完全子会社であり、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。同社は、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。同社はまた、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）ソリューションを販売しており、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。

EDF business services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。2025年末時点で、同社は33,000を超える充電スタンド（うち13,000は一般に公開されている。）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（2025年のAFIREV（フランス電気自動車充電インフラ開発協会）方式による急速充電の稼働率は97%超）。

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、ヒートポンプ式温水給湯暖房機の販売および設置において大きな役割を果たしている。
- ・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、一戸建て住宅の充電スタンドの設置において大きな役割を果たしており、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。

支援制度の不安定さと2025年初頭の全国住宅機構（ANAH）による補助金の一時停止により、フランスのヒートポンプ市場は混乱し、その回復は遅れた。しかしながらIZI by EDFは、フランス市場が2025年に再び縮小したものの、事業成長を遂げた。

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。

顧客満足度に関して、IZI by EDFは、Trustpilotにおいて数千件のレビューに基づき4.7点の評価を得ている。IZI by EDFは、雑誌Capital誌がStatista研究所と共同で実施した調査において、ホーム・サービス・プラットフォーム部門の2026年度のベスト・ブランドに選出された。

EDF solutions solaires

EDF solutions solaires (旧EDF 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。EDF solutions solairesは、個別のニーズに応じた技術的・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を通じて住宅用顧客、企業および地方自治体の顧客向けの設置完了件数が100,000件を超え、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50%保有の子会社の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1,000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年以降、2035年目標の企業計画の柱である柔軟性に関するソリューションによってその重点がさらに強化され、EDFは、以下の分野を含む地域エネルギー管理の専門知識およびリソースを開発してきた。

- ・上流ならびに下流の両方で、地域の柔軟性を集約し、管理し、促進する。
- ・（再生可能エネルギーの生産者から再生可能エネルギーを調達する）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。
- ・Dreevを通じた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（産業用エンティティおよび企業等）。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)

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) の資本金の100%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のアグリゲーターである。同社は、ドイツにおいて送電網に接続された、総設備容量が3 GWを超える、分散型エネルギーの発電および柔軟性に係る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。

EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH

EDFグループの100%子会社であるEDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbHは、ベルリンに拠点を置き、企業、公共サービス提供者および再生可能エネルギー・デベロッパーに対してエネルギー管理および最適化ソリューションを提供し、低炭素発電および送電網管理に貢献している。

(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2025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最適化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（33.3%）とJERA Trading International Pte（66.7%）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） 下流部門事業

2025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2.7百万の顧客（小売業者から重要顧客までの範囲）および約52.9TWhの総販売量
- ・イタリア（Edison）：約1.1百万の顧客および約76.0TWhのガスの総販売量
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約2.1百万の顧客および約31.7TWhの販売量
- ・ベルギー（Luminus）：約0.7百万の顧客および約12.5TWhの総販売量

さらに、Edisonは、重量物の陸上輸送および海上輸送分野への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、二酸化炭素排出量および微小粒子排出量の削減の一助となっている。

（ロ） ガス資産およびプロジェクト

供給源

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

当グループは、顧客の要望に応え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、利用可能な再ガス化オプションを最適化することである。

2025年末現在、当グループは、フランス（ダンケルク）、イタリア（ロビゴおよびピオンビーノ）およびベルギー（ゼーブルッヘ）においてLNGの長期再ガス化容量を有しており、また、米国FOB契約に関連する輸送能力についても契約を結んでいる。

当グループはまた、直接製造およびオフテイクPPA（電力購入契約）の双方を通じたグリーンガス（バイオメタンおよび水素ガス）の開発に取り組んでいる。

インフラ

ガス・パイプライン

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

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。

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m³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）（c）火力発電およびガス貯蔵」を参照。

2025年、Edisonは、イタリアにおける規制されたガス貯蔵事業をSnamグループに売却した。

当グループはまた、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にとって、電解水素および水素誘導体の開発は、脱炭素化が困難な産業用途およびプロセスの間接電化に貢献するための戦略的課題である。EDFグループは、この新興市場で積極的に活動しており、低炭素電解水素および電子燃料プロジェクト向けの低炭素化された電力（再生可能、原子力または低炭素グリッド電力）（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（H₂）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、精製、化学および重量物輸送の産業といった、直接電化が不可能な分野の脱炭素化を実現する魅力的なソリューションである。)の主導的な供給業者になることを目指している。また同社は、その子会社の一部を通じて、独自のプロジェクトも進めている。

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

EDFグループの水素戦略は、競争力がある脱炭素電力を供給することで、産業および輸送の用途における脱炭素化を支援することを目的としている。直接電化に加えて、低炭素水素の開発により、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・チェーンにおいて脱炭素電力の供給業者として位置付けられている

EDFグループは、 H_2 ／電子燃料プロジェクト向けの脱炭素電力の生産を優先しており、当グループが電力を供給する H_2 ／電子燃料プロジェクトについては共同出資者となる可能性がある。

当グループは既にプロジェクトを実行しており、電解水素プロジェクトおよび脱炭素水素誘導体に係るポートフォリオを構築している

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。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。

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

Hynamicsは、以下の最先端の産業プロジェクトを優先的に開発している。

- ・シャランペにおいて、パートナーであるLAT Nitrogenと共同で進めるアンモニアおよびグリーン肥料の製造を目的とした水素を供給するためのABCオットマルスハイム・プロジェクト（50MW）。現在、当該プロジェクトはCEEAG（気候・環境保護・エネルギー国家補助ガイドライン）規則に基づく補助金に関して、欧州委員会による審査を受けている。
- ・フェザンにおいて、精油所に水素を供給するためのOpheHyプロジェクト（80MW）
- ・サンナゼール港における合成燃料製造プロジェクトであるテイク・ケアー（Take Kair）（200MW）。当該プロジェクトは、16百万ユーロのカーボ・エアロ（フランス2030）補助金を受け取り、欧州委員会によりイノベーション基金助成金の対象の最終候補に選出された。

モビリティ・プロジェクト

Hynamicsは、重量車両に水素を供給する以下の5つのプロジェクトを開発した。

- ・オセールにおける、Hynamicsの運営および維持管理チームによって運営される1 MWの水素の製造・流通施設は、大都市圏内のバスに電力を供給する。
- ・ベルフォールにおける、Hynamicsの運営および維持管理チームによって運営される1 MWの水素の製造・流通施設は、グラン・ベルフォールの公共バス・サービス（SMTC）が運営するバスに電力を供給する。
- ・ダンケルクにおける、Hynamicsの運営および維持管理チームによって運営される1.25MWの水素の製造・流通施設は、ダンケルク都市共同体のバスおよびごみ収集トラックに電力を供給する。
- ・カンヌにおける、2 MWの水素の製造・流通施設は、カンヌ＝レランス都市共同体のバスに電力を供給する。
- ・シャトネにおける、5 MWの水素の製造・流通施設は、地域公共機関であるVallée Sud Grand Parisが運営するごみ収集トラックおよびIle-de-France Mobilitésが運営するバスに電力を供給する。

英国における水素プロジェクト

Hynamics UKは、以下の3つの産業プロジェクトを優先的に開発している。

- ・ティーズサイド港湾区域における、8 MWのティーズ・グリーン水素プロジェクトの第1フェーズは、HAR 1（第1回水素アロケーション・ラウンド）支援メカニズムに基づきCFD（差額決済契約）を獲得した。ティーズ・グリーン水素プロジェクト（TGH 2）（120MW）の第2フェーズは、HAR 2に事前選出された。
- ・フォーリー工業拠点では、フォーリー・グリーン水素プロジェクト（120MW）の第1フェーズがHAR 2に事前選出され、エクソンの製油所に水素を供給する予定である。

イタリアにおける水素プロジェクト

Edisonは、イタリアにおいて複数の電解水素製造プロジェクトを展開している（「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」を参照。）。

欧州以外における水素プロジェクト

当グループは、その子会社であるEDF power solutionsとともに、アジアおよび欧州ならびに／またはそれらの現地市場への輸出に向けて、主に北米、南米、アフリカおよび中東において再生可能エネルギー、水素製造と誘導体を国際的に組み合わせたプロジェクトを進めている。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、日本における電力、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1,797TWh（2024年のデータ）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。

欧州におけるガス市場

EDF Tradingは年間213十億サーム（2024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か所を超える発電ユニットの25GWを管理している（2024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のレゾナデールに沿って、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。

国際的な市場

EDF Tradingは、日本の電力会社であるJERAとのジョイント・ベンチャーを通じて、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。2025年、JERAおよびEDF Tradingは、それぞれの日本国内における電力取引事業を統合し、JERA Global Marketsの一部として運営することで、そのジョイント・ベンチャーの事業範囲を拡大した。

(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。2025年には、854,000トン近くの燃料油および266,000トンの液体バイオマスの供給を管理した。

EDF Trading Logisticsはまた、ISO 14001認証を取得し、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

(2025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、2025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 公的企業との関係

2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記22.1.2「公的企業との関係」を参照。

② 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、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記24「連結範囲に含まれる主要な企業」を参照。2025年の連結範囲の変更点については、2025年12月31日現在の連結財務諸類の注記3.1「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

2025年12月31日現在、EDFグループの従業員数（EDF SAおよび連結子会社26社）は197,363名である。2024年比での3.1%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。

(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するため、既存の原子力発電所の耐用年数延長および関連する維持管理プログラム、新たな原子力建設プログラム、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、内部第三者プロセスのデジタル化ならびにターゲットを定めた国際開発等の変革およびビジネスモデル適応を継続している。2025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155,423名である。フランスにおける従業員数は、2024年と比較して2.8%増加した。当グループの原子力事業、再生可能エネルギー事業およびエネルギー・サービス事業に従事する会社は、当グループの発展を支えるために

急速に成長している。フランスにおける従業員数の増加の内訳は、Framatomeの従業員数が11%、Arabelle Solutionsの従業員数が8%、Edvanceの従業員数が14%およびCyclifeの従業員数が20%であった。

(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	155,423	2.8%増加*
欧州(フランスを除く。)	33,979	3.1%増加*
その他の地域(欧州およびフランスを除く。)	7,961	8.3%増加*
世界のEDFグループ合計	197,363	3.1%増加*

* 2024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	2025年
フランス	151,135	155,423
英国	19,165	19,897

(4) 契約形態別給与所得者数

2025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	144,867	52,358	0	138
うち終身雇用契約で雇用された従業員数	136,731	48,491	0	2
うち有期雇用契約で雇用された従業員数	8,136	3,867	0	136

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。

2025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	321	37	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
- ・ 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(%)	2025年
30歳未満の従業員	33,405 (17%)
30歳以上50歳未満の従業員	108,650 (55%)
50歳以上の従業員	55,307 (28%)

指標の詳細

当グループの従業員数の年齢別内訳を示す指標は、当該期間末日（当年度12月31日現在）における従業員数である。

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、当グループの総合的なパフォーマンスの一要素である。

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ESRS（ESRS、すなわち欧州サステナビリティ報告基準）が定める規範的要件を適用するよう努めた。2025年は指令が適用されてから2年目となり、その適用範囲も同一である。オムニバス指令によれば、改訂され簡素化されたESRSの適用は2026年に予定されているが、このスケジュールは変更される可能性がある。

サステナビリティに関する情報は、企業のサステナビリティの情報開示に関する欧州指令（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（CSRD）EU第2022/2464号）の国内法化に伴い生じた法的および規制上の要件に従って作成された。タクソノミに関する情報は、（タクソノミ規則として知られる）2020年6月18日付規則第2020/852号および2021年6月4日に採択された規則（EU）第2021/2139号に従い定められた。これらの規則は、2021年7月に、伝達すべき情報の内容および表示に関する規則（EU）第2021/2178号によって補足され、2026年1月には、欧州委員会委任規則（EU）第2026/73号の公布により簡素化された。2022年3月には、原子力およびガスの分野における特定の活動を対象とする補足的な委任法（規則（EU）第2023/2485号および第2023/2486号）が採択された。

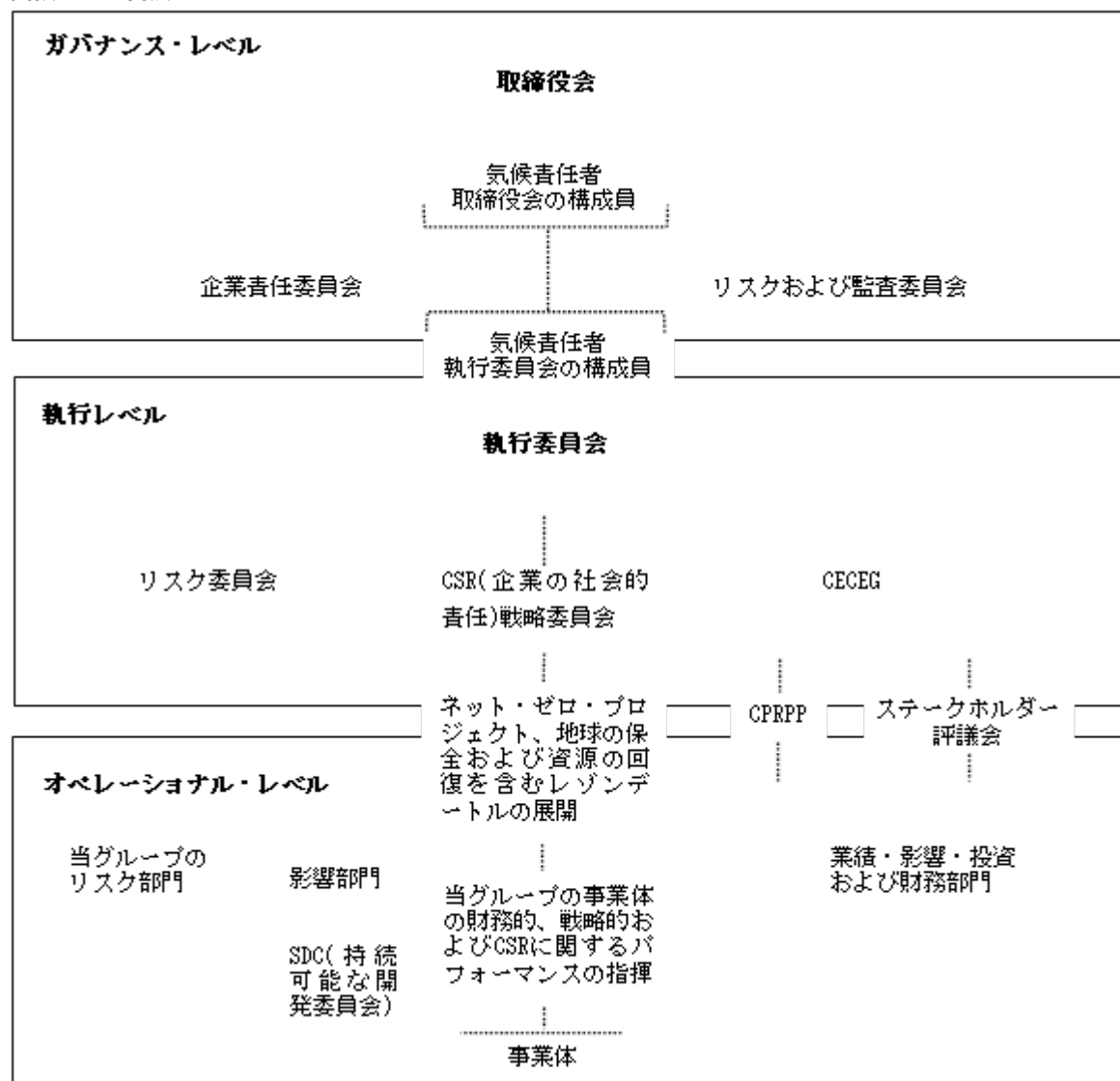
(1) ガバナンスおよびリスク管理

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、TCFD（気候関連財務情報開示タスクフォース、すなわち気候関連財務情報の開示に関するワーキンググループ）およびTNFD（自然関連財務情報開示タスクフォース、すなわち自然関連財務情報の開示に関するワーキンググループ）のベスト・プラクティスおよび勧告に基づき、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。かかるガバナンスは、様々な委員会および組織を通じて行われる。

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。執行委員会における気候責任者として業績・影響・投資および財務部門 (DP2IF) 長を任命する。

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ールおよび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、**レゾナードール**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 二重の重要課題評価プロセス

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年と2024年の間に当グループは、ESRSの手法による要件に従って、二重の重要課題分析を行うために、分析手法を見直した。2025年に分析は更新された。

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うるリスクおよび／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）二重の重要課題の更新手法

二重の重要課題を更新する目的は、前事業年度の分析結果に関して変更すべき点がないかを特定することである。この更新は、以下に基づいている。

- ・年次リスク分類の実施により特定されたリスクと二重の重要課題のIROの対応関係
 - ・社内外の様々な利害関係者により特定された新たな問題のレビューの定期的な監視
- SDCおよび取締役会の専門委員会が結果を検証する。

（ii）二重の重要課題の設定手法

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源の活用、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。

既存資源の活用		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	文書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）既存資源の活用

EDFが長年にわたり、CSRをそのプロセスおよび戦略に組み込んできたことにより、当グループは二重の重要課題分析を改善することができた。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ている。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、ESRS 1の適用要件(AR)16で提示された課題の検討、ならびにセクター特有の、かつEDFおよびそのバリュー・チェーンに関連する追加のトピックの検討
- ・主要なCSRセクターの基準および枠組み（SASB（SASB、すなわちサステナビリティ会計基準審議会）、GRI（GRI、すなわちGlobal Reporting Initiative）、OPCC（OPCC、すなわちピレネー気候変動観測所（Observatoire pyrénéen du changement climatique））およびWBCSD（WBCSD、すなわち持続可能な開発のための世界経済人会議）など）、過去の重要課題に関する研究、分析された外部文書（公開討論国家委員会、RepRisk、学術研究など）、ならびに同業他社の出版物などの要素の文書のレビュー

そこでEDFは、影響、リスクおよび機会を特定する枠組みを提供するために、一連の持続可能性に関するトピックを定義した。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、特に以下の方法により、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、徹底的な文書のレビュー。78の社内外の文書（特にIPCC（*IPCC*、すなわち気候変動に関する政府間パネル）、WBCSD、SASB、WWF（*WWF*、すなわち世界自然保護基金）、OFB（*OFB*、すなわちフランス生物多様性局（*Office français de la biodiversité*））、ADEME、TNFD、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、その後も同じプロセスが実施された。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。CSRD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は、その二重の重要課題分析を様々な開示要件と関連付けるために、欧州財務報告諮問グループ（EFRAG）のID177の解説を参照した。IROの評価は、当年度も適切かつ最新のものであり、情報の重要性に変更はない。

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範囲	
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）実際の影響に対して5のスコアがデフォルトで割り当てられる		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かまたは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、以下のとおり、確率と重大度を組み合わせたスコアが決定される。

- ・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。
- ・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。

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適用される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新たな措置（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新た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。

- ・ 特に業務部門ならびに当グループの戦略部門、業績・影響・投資および財務部門（DP2IF）、リスク部門ならびに人事部門の各チームにおける当グループのテーマ別の専門家および責任者、ならびに注意義務の担当チームと綿密な協議を行った。
- ・ 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、CSRD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。

(2) 戦略ならびに指標および目標

① 将来の電力システムの構築

主な行動

「ネット・ゼロ・エミッション」の達成

- ・2050年までにグループの直接的な温室効果ガス排出量をネット・ゼロまたはネット・ゼロに近いところまで削減する。
- ・高集積度の炭素吸収源による残留排出量の中和により、直接および間接的な排出量を90%以上削減する。

用途の電化

- ・輸送、産業、建物および地域社会の脱炭素化に対応する一連の電化ソリューションを通じて、エネルギー効率化と省エネルギーで顧客を支援しながら、電気アプリケーションの開発を加速する。

エネルギー構成の脱炭素化

- ・低炭素電力の増産
 - －既存の原子力発電所の耐用年数の延長
 - －フランスおよび英国における新たな原子力プロジェクトの展開
 - －水力発電およびその他の再生可能エネルギーの開発
- ・当グループの直接的な排出量の削減
 - －石炭の段階的廃止（欧州では2027年、その他の地域では2030年）
 - －非相互接続地域の発電所における燃料油からバイオリキッドへの転換（最初はレユニオン島、仏領ギアナおよびコルシカ島）
 - －熱供給ネットワークのグリーン化（木質エネルギー、熱回収、再生可能エネルギー）
 - －化石熱エネルギーの最適化（高効率ガス、低炭素水素、二酸化炭素の回収／貯留）

高度な送電網および柔軟なソリューションの開発

- ・接続のニーズを満たし、エネルギー移行をサポートするための、スマートで耐障害性のあるネットワークを開発する。
- ・原子力発電所および水力発電所に本来備わる柔軟性を超えたシステムの柔軟性の強化：電力貯蔵（揚水発電所（STEP）を含む。）および脱炭素化された熱エネルギーによる上流側の柔軟性ならびに需給バランスを確保するための顧客側の柔軟性を強化する。

主要なパフォーマンス指標

2025年の実績

スコープ1の排出量 （百万トン(二酸化炭素換算)、2017年比） 2027年目標：-65% 2025年の実績：-71% 2030年目標：-70% 範囲：当グループ 2035年目標：-80% 2050年目標：-90%またはNZE (1) 「ネット・ゼロ・エミッション」の達成	スコープ3の排出量 （百万トン(二酸化炭素換算)、2019年比） 2027年目標：-30% 2025年の実績：-43% 2030年目標：-35% 範囲：当グループ 2035年目標：-45% 2050年目標：-90%またはNZE (1) 「ネット・ゼロ・エミッション」の達成
革新的な製品およびサービスの販売により回避した二酸化炭素排出量 （百万トン(二酸化炭素換算）） 2030年目標：30 2025年の実績：15.2 2035年目標：45 範囲：当グループ 用途の電化	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 (g/kWh(二酸化炭素換算)) 2030年目標：30 2025年の実績：26.5 2035年目標：22 範囲：当グループ エネルギー構成の脱炭素化
再生可能エネルギーの開発 （1年間の稼働で生産された平均GW総容量） 2035年目標：6まで 2025年の実績：3.0 エネルギー構成の脱炭素化 範囲：当グループ	ネットワーク開発：低電圧顧客の年間平均停電時間（分） 2025年目標：61.6 2025年：61.9 高度な送電網および柔軟な 範囲：Enedis ソリューションの開発

(1) スコープ1、2および3。（ネット・ゼロ・エミッション（NZE）を目指して）残留排出量はカーボン・オフセット・プロジェクトを通じて相殺される予定である。

② プラネタリー・バウンダリーの範囲内での事業活動

主な行動

適応

- ・気候リスクの予測：最近の気候の想定とシナリオに基づいて適応計画を策定する。
- ・回復力の構築：原子力および再生可能エネルギーによる発電施設（水力発電施設を含む。）ならびに配電網を適応する。

自然

- ・大気、水および土壌の汚染の抑制および削減：特に大気汚染物質の排出に対する措置（火力発電施設のバイオリキッドへの転換、石炭の段階的廃止）を講じる。
- ・陸域および水域の生物多様性への負荷の軽減：発電インフラ整備のために土地利用を最適化し、人工的に造成された土地を再利用するとともに、これらの課題に直面している水力発電施設の生態系の連続性を改善する。
- ・科学的知識や構造的パートナーシップを活用し、自然空間の回復および保全を通じて生物多様性および生態系への好影響を高めることにより、インフラおよび地域の回復力に貢献する。

水

- ・現場およびバリュー・チェーン全体を通じて、淡水資源の使用量と水質の両方の面から、その利用を最適化する（使用量の定量化、漏水処理、業務の最適化、水の再利用）。
- ・環境と地域の回復力に貢献するために、利害関係者と協議の上、透明性と責任を持って水および水力発電施設を管理する。

資源

- ・エネルギー（熱生成のための再生可能エネルギーおよび回収エネルギーの開発、持続可能なバイオマス供給）および原材料（核燃料サイクル活動の環境フットプリントの削減、供給に関する循環性およびエコデザイン）の両面において、流入する資源の流れを最適化する。
- ・運転廃棄物（使用済核燃料のリサイクル、従来型の廃棄物のリサイクル、再利用）および廃炉業務（材料の処理およびリサイクル）に関連した循環性を開発する。

主要なパフォーマンス指標

2025年の実績

過去2年間に再評価された適応計画の割合（％）		自然地域の保全および回復（施設数）	
2026年目標：100%	2025年の実績：75%	2030年目標：30	2025年の実績：13
適応	範囲：当グループ	自然	範囲：当グループ
水強度：水の消費量／発電量（l/kWh）		廃棄物回収業に向けられる従来型の廃棄物の年間割合（％）	
2030年目標：＜0.9	2025年：0.87	2030年目標：＞90%	2025年の実績：90.5%
水	範囲：当グループ	資源	範囲：当グループ
使用済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			
資源			

③ 公正な移行に向けた行動

主な行動

注意の共有

- ・重大事故および死亡事故と闘い、過酷な労働を軽減し、危機管理能力を強化することにより、すべての人の安全、安心および健康を確保する。
- ・慣行の遵守、ロビー活動の透明性および内部告発制度の有効性を確保することにより、高い倫理基準と誠実さを適用する。

エネルギー貧困との闘い

- ・エネルギー貧困を防止し、これと闘うために、情報およびアドバイス、消費管理を支援するサービス、支払いの支援ならびに支払条件の4つの柱に重点を置いた措置を講じることで、最も脆弱な立場にある顧客の社会的包摂を促進する。

地域社会の活力

- ・当グループの活動を地域に根付かせ、その活動に関連する地域のプロジェクトやイニシアチブを支援することにより、地域の発展に貢献する。地域の雇用、地域での調達、経済的な創造および税制的価値の創出という観点から、プラスの影響を創出する。
- ・利害関係者（地方自治体、従業員、顧客および市民社会）との対話および協議を構造化し、例えば産業転換（データセンターの設立を含む。）、再工業化および地域入札へのサポートを通じて、かかる利害関係者の期待を当グループのプロジェクトの戦略的な決定および実施に反映させる。

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

- ・グローバルなCSR協定の更新を通じて、地域およびグローバルなレベルの両方での社会的対話を促進することにより、従業員およびバリュー・チェーンにおける労働者の人権を尊重し、促進する。

- ・特に具体的なジェンダー・バランスの目標を含む強力な多様性に関する目標を追求すること、また障害者の権利および機会の公平性ならびに職業的包摂に関する協定により、すべての人の公平性、多様性および包括性を保証する。
- ・当グループ内での研修、専門能力開発およびモビリティのサポートを提供することにより、技能を開発する。
- ・魅力的で、意欲を起こさせる労働条件を提供し、知識および専門知識の移転を促進し、エネルギー移行におけるキャリア形成を促進することによって、従業員の魅力を高め、定着させる。
- ・開発前から建設段階に至るまで、プロジェクトのあらゆる段階で労働者と地域社会の権利が尊重されるようにすることで、労働者と地域社会の権利への影響を管理する。
- ・供給業者との対話を発展させ、購買活動に環境的および社会的な影響力を組み入れ、当グループの調達ネットワーク内で責任ある調達アプローチを構築することにより、供給業者との永続的な関係を確保する。

主要なパフォーマンス指標

2025年の実績

グローバルな休業災害度数率(LTIR) (百万当たり) 2025年目標：＜1.6 2025年の実績：1.6 2026年目標：＜1.2 範囲：当グループ 2028年目標：＜0.7 2032年目標：＜0.5 注意の共有	エネルギー貧困：実施された電力制限の件数に対する回避された電力制限の件数 当グループの目標：未定 2025年の実績：635,778(回避)/ エネルギー貧困との闘い 624,085(実施) 範囲：EDF SA、SEIおよび Électricité de Strasbourg (ÉS)
ジェンダー・バランス：上級幹部に占める女性の割合 (%) 2030年目標：40% 2025年の実績：28.0% 包括性、多様性 範囲：当グループ	供給業者の支払条件 (日数) 2030年目標：60 2025年の実績： 人権 フランス：62日 英国：34日 イタリア：39日 ベルギー：45日
地域別年間購入率 (%) 当グループの目標：未定 2025年の実績：96% 地域社会の活力 範囲：EDF SA	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 (%) 2030年目標：100% 2025年の実績：100% 地域社会の活力 範囲：当グループ

④ 気候変動の緩和に関する方針

気候危機に直面する中、またレゾナデートルに基づき、当グループは二酸化炭素排出量がより少なく、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・モデルを展開することを望んでいる。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主導的な役割およびレゾナードールに沿って、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」の企業プロジェクトと連動している。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目標
	直接的および間接的な排出量を90%以上削減する目標 ⁽¹⁾
	完全性の高い炭素吸収源により残留排出量を中和する目標 ⁽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、当グループの直接的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。

⑤ 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、以下のコミットメントを行っている。

- ・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、社内の気候サービスによるCMIP6データの使用を支持しており、これらの研究はTRACCと互換性があると考えている（国家気候変動適応計画（PNACC）の協議への回答を参照。）。

(3) 人的資本

① 技能および研修に関する取り組み

専用の検索エンジンを活用して研修カタログを最適化したことにより、従業員および管理職の利便性を向上させることが可能となった。当グループでは、OJTやサポート付きの学習、バーチャル・クラスおよびブレンDED・ラーニング手法のあらゆる組み合わせを含む、クラスルーム・ベースの研修からナレッジ・マネジメントに至るまで、一連の教育方法を提供している。これは、研修および専門能力開発に費やされた時間の4分の1超がデジタル方式で実施されたことを意味する（EDF SA調べ）。

2023年に開始された「技能」プロジェクトは、当グループの4つの社内変革プロジェクトの1つである。このプロジェクトは、長期的な視点（10年間）を持ち、エネルギー移行部門も統合することで、より広範なアプローチを採用するよう設計されている。成果に関しては、当グループは以下のイニシアチブを実施した。

- ・初の原子力グループ作業負荷計画の実施、新たな活動（水力発電、サポート）への命名規則の策定作業の拡大、マッチ・レポートの更新およびネットワークに関する類似の調査の完了
- ・3年間にわたる当グループの地域別採用ニーズの概要の作成
- ・原子力分野以外へのナレッジ・マネジメントの開発の加速
- ・執行委員会による当グループの従業員価値提案（EVP）の検証
- ・原子力専門職大学（*Université des Métiers du Nucléaire*）およびÉcole des Réseauxとのセクター・カラリングに関するパートナーシップの構築
- ・フランスにおけるEDFグループの23件のAMI CMA（AMIは関心表明募集、CMAは未来の技能と職業）の獲得

当グループのフランス国内の技能開発方針に沿って、また、第三次産業および管理職向けの研修の標準化およびデジタル化を促進し、モジュール式で個人に合わせた進路の構築を強化することを視野に、外部のセルフサービス研修コンテンツのプラットフォームが当グループのプラットフォームと連動し、後者からデジタル・サービス全体に直接アクセスできるようになった。これらのプラットフォームは、2025年に展開された。

これにより、25を超える言語で、様々な形式（ビデオ、ポッドキャスト、記事、MOOC等）の豊富なコンテンツ（専門家が選んだ50,000超のリソース）を提供することが可能になった。

当グループはまた、特に知識および専門知識の移転を促進し、ナレッジ・マネジメントおよび学習型組織へのアプローチの実施を奨励することにより、「異なる方法でのトレーニング（Training Differently）」イニシアチブを継続している。ナレッジ・マネジメントは、知識へのアクセスを容易にし、知識の伝承文化を確立し、同僚や専門家同士の協力を促進することを目的としている。ナレッジ・マネジメントは、部門や事業体固有の課題にも対応することで、卓越した業務運営（時間の節約、適正な事例の共有、安全性およびセキュリティ目標への貢献）に貢献している。ナレッジ・マネジメントは、ツール、イニシアチブ、適正な事例および方法論を提供することで、変化する状況への対応の一助となる。ナレッジ・マネジメントは、研修活動を支援し、補完し、あるいは強化する。また、当社の資本、特に知的財産を保全する。

社内の技能を維持するために、2025年1月27日に締結されたEDFグループの社会的責任に関する2025年から2030年のグローバル枠組み契約では、当グループが世代間の知識やノウハウの移転を促進し、ナレッジ・マネジメントの実施を推進することが盛り込まれている。

最後に、執行委員会は、当グループの文化を世界的に発展させ、かつ守ることを目的として、以下のテーマに関するeラーニング・コースを数か国語で提供する共有基盤を構築した。

- ・安全および健康：「10の重要ルール」および集团的警戒の重要性
- ・サイバー・セキュリティ：IT機器の盗難や紛失から身を守ることおよび（ソーシャル・ネットワーク上での）デジタル・アイデンティティの管理
- ・倫理およびコンプライアンス：汚職や影響力の行使の防止を通じて、「倫理およびコンプライアンス」の行動規範を定着させること

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、適切な社会福祉とともに公正で競争力のある報酬を提供し、人生の重大なリスクに対する保障を確保している。

報酬および従業員給付の方針は、以下の4つの原則に基づいている。

- ・魅力度：必要な技能を惹きつけ、維持するために、様々な市場に適合した制度を提供する。
- ・公平性：社内の整合性を確保し、報酬、貢献および専門能力開発の間に明確な関連性を確立する。
- ・持続可能性：当グループの競争力に適合した持続可能な制度を確保する。
- ・明確性：制度を透明化し、従業員や管理職と定期的にコミュニケーションを図る。

この方針は、特に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。

コミットメントを強化するため、EDFは資格のある従業員に対して、個人の業績に応じた報酬を支給している。これにより、業績、専門能力開発、貢献および評価との直接的な関連性を持たせることができる。目標の達成度およびそれに関連する個人の業績連動報酬の評価は、毎年、上司との年次業績評価期間中に行われる。

年間報酬総額	2024年	2025年
ペイ・レシオ	26.5	20.3

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。この指標は、全世界の従業員数の約80%を占めるフランス（EDF SA、Enedis、FramatomeおよびDalkia）および英国（EDF Energy）に在籍している従業員を含む、EDFグループの従業員の代表的な範囲に基づいて算出されている。

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 公平性、多様性および包括性

EDFグループは、企業の社会的責任コミットメント、世界的なCSR協定、倫理憲章および多様性と障害者の包摂を推進する協定の一環として、職業上の男女間の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グループのジェンダー平等および同一賃金の方針は、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でいるフランス有数の企業の1つであり、その取組みは法的な義務をはるかに超えたものである。その取組みは、2023年に締結された、障害者の権利および機会の平等ならびに職業的包摂に関するEDFの12回目の協定の一環として行われている。

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。BOETH（障害者雇用義務の対象となる人）の従業員数は、2025年に11%増加し、8,961人となった。

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

当グループの幹部のジェンダー多様性に関する目標は、従業員数が1,000人を超えるすべての企業に対して適用される、「リクサン」法と呼ばれる2021年12月24日付法律第2021-1774号を考慮して修正された。上級幹部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。

サステナビリティに						
関する課題	目標	参照	見直し	範囲	2024年	2025年
ジェンダー・バランス	2030年末までに当グループの上級幹部における女性の割合を40%にする	執行委員会の検証	年1回	当グループ	26.7%	28.0%

2025年12月31日現在、EDFグループは317名の女性の上級幹部を雇用しており、これは当グループの上級幹部の28.0%（2024年末は26.7%）を占めている。この増加は、EDF SAの上級幹部のジェンダー・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。

⑥ 賃金

賃金格差	2024年	2025年
男女間の賃金格差の割合	1.8%	1.7%

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。

この指標は、全世界の従業員数の約80%を占めるフランス（EDF SA、Enedis、FramatomeおよびDalkia）および英国（EDF Energy）に在籍している従業員を含む、EDFグループの従業員の代表的な範囲に基づいて算出されている。

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、2025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COSO2013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を規定する。規制の変化および戦略の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および結果）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。

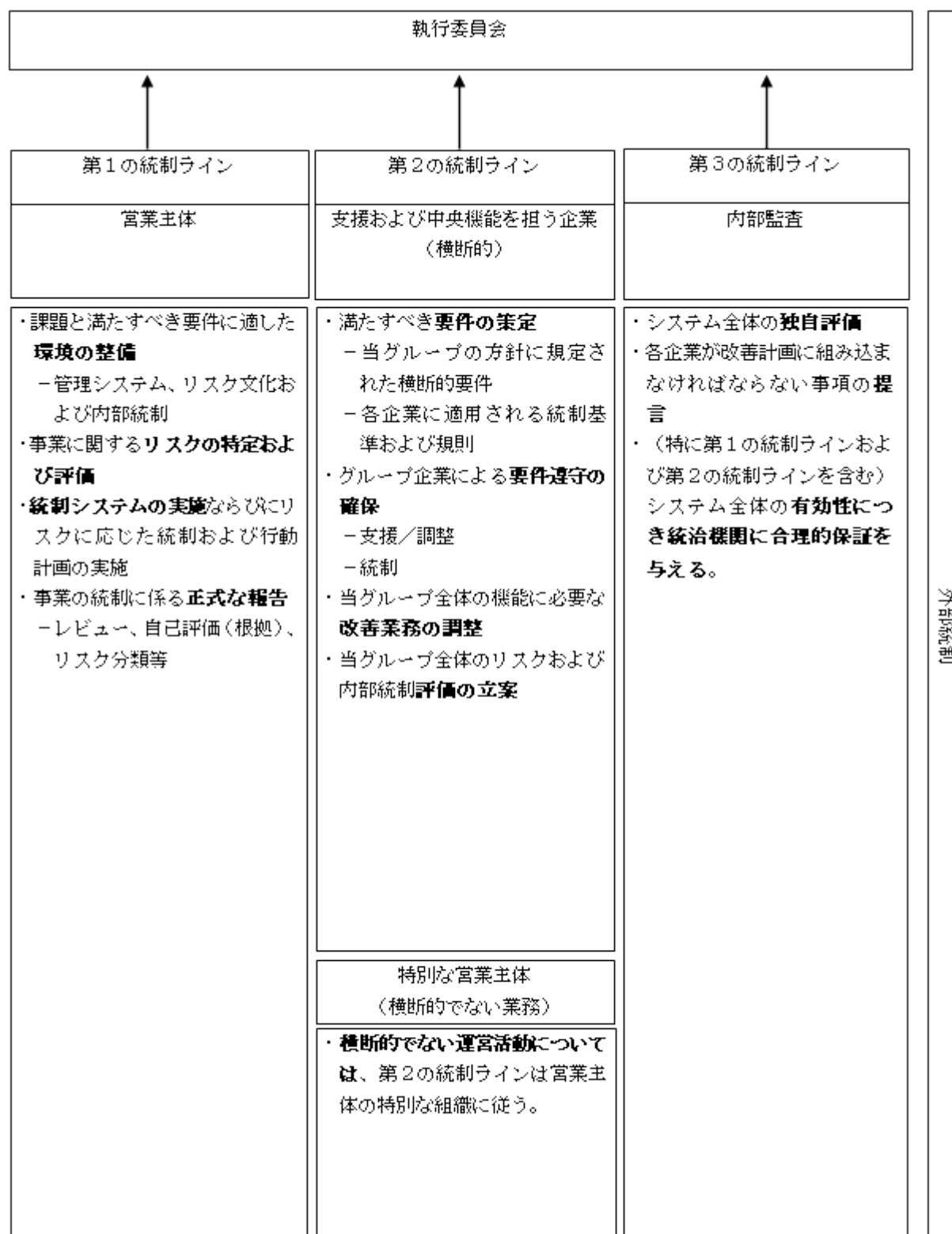
範囲

支配の範囲内（規制対象のインフラ事業者である子会社を除く。）では、企業および子会社自体が支配の目的および原則を適用し、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確保する。

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2025年は68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し、必要に応じて行動計画が策定される。

企業の自己評価は、以下を評価する。

- ・リスク分類に基づき、その「事業ライン」活動の統制
- ・毎年アップデートされる内部統制基準に記載されるとおり、当グループの方針から生じる事業部門を超えた要件の遵守状況。これには、具体的には、AMFの枠組みと整合する会計および財務の内部統制に関する要件が含まれる（「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（イスケラによるアキュレージ・ツールをベースとする。）

第2の統制ライン：リスク管理および事業統制

横断的な問題については、第2の統制ラインが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
- ・不動産および一般サービス
 - －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
 - －情報システムのガバナンス
 - －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。2025年末現在、当グループの監査機能は約70人のフルタイム相当の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の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。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、フランスのエネルギー規制委員会（*Commission de régulation de l'énergie*—CRE）および原子力安全・放射線防護機関（*Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection*—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（1）②実行の原則」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、第三者評価、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、その整備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、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にはアップデートされることがあり、監査の対象となる。

- ・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、EDF SAの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) サイバー・セキュリティおよび資産保護プログラム

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に基づくサイバー・セキュリティおよび資産保護プログラムを有している。サイバー・セキュリティ・リスクの緊急性は「高」のままである（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「1 C－資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）のリスク」を参照。）。

(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。）について検討中の資本コミットメント（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の提案は、必要に応じて取締役会で検討される（「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）2025年度における取締役会の活動」を参照。）。

（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、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
- ・EDFの専用資産の構築および管理、ならびに関連する財務リスクの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、リスク管理原則およびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業ルールを策定する。
- ・投資、および取得または売却の管理。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を通じて投資をモニタリングする。

- ・資金調達、現金管理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
- ・資金調達、現金管理および金融リスクの統制方針の原則が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。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。市場および財務委員会は、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。
- ・資金調達、現金管理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。

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、2025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業績・影響・投資および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、当グループ内部の会計および財務の統制に関する指針に記載されている。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。

会計の質については、変革・財務・会計および税務部門によってEDFの各部門に一連の標準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。これらの指標は、1年を通して定期的に監視されている。

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。

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。EDFの各事業または機能の管理者は、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。また、EDFの各事業または機能の管理者は、変革・財務・会計および税務部門担当部長に宛てたコミットメント・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、ならびに今後想定される改善目標について、年に1回これを確約する。これに対して、各取締役は、変革・財務・会計および税務部門担当部長により署名された、当該各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。

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・業績および報告部門の連結部門が、当グループの基準および決算指示に従って各グループ企業（親会社および子会社）が出したデータに基づき作成している。

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（2025年12月31日現在の連結財務書類を参照。）。

中間連結財務書類および年次連結財務書類はリスクおよび監査委員会によって審査され、その後取締役会の承認を受ける。年次連結財務書類は、株主総会に提出され、その承認を受ける。

経営予測および成績は、共通する単一の参照枠組み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

個別財務書類は、変革・財務・会計および税務部門の親会社財務書類部門によって作成される。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（CSP2Cは、原子力発電および火力発電部門の核燃料部門の会計サービス、グループ人事部門のRH Oneユニットの給与計算業務、またはEDF SAの財務会計を行わない。）。

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の諸部門と決算に向けた準備会合が行われる。

年次個別財務書類は、12月31日に終了する事業年度を対象とする。これらはEDF取締役会が承認し、その後株主総会に提出され、その承認を受ける。

（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
- ・各企業に最新の事業継続計画が確実に存在し、危機および危機訓練から学んだ教訓が確実に考慮されるようにすること
- ・危機管理担当者について、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、サイクロン・ガランス）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、この堅牢な方針の適用性を試した。危機訓練プログラムでは、危機管理措置の有効性を定期的に検証している。その結果、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、関連文書集は以下のとおり強化された。

- ・2022年、COVID-19の経験を反映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と情報システムの事業継続計画との一貫性を確保するため、調整作業が行われ、2023年にはサイバー演習、2025年には新たなデジタル危機対応組織、ATHENAが導入された。
- ・スペインで発生した停電について分析が行われ、電力網を脆弱化させる可能性のある需給の大幅な変動の原因と、それに対する防御策を明らかにした。
- ・事業継続性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を進め、専用の行動計画を実施した（2024年パリ・オリンピックおよびパラリンピック等）。

(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十分に尊重しながら）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。

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に有用な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。

自家保険会社および相互保険会社の利用

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し、保険プログラムに係る費用を削減するため、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：当グループの保険プログラムの多くに関与する保険会社である。
- ・Océane Re：当グループの保険プログラムの大多数に関与する再保険会社である。
- ・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Everen相互保険会社のメンバーである。

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。

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。

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10億ユーロであった。

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、その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、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびEnedis等、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、10億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 SAはカバーの対象とならない。

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 power solutions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、EPR（ヒンクリー・ポイントC、パンリーの準備作業等）、または第三次部門の建設もしくは改修プロジェクトのような大型プロジェクトに関してはその都度加入している。

並行して、EDF Hydroが実施する維持管理または新規建設プロジェクト、および電源変電所の新規建設もしくは改修、拡張、改造または近代化工事を伴うEnedisのプロジェクトを補償するため、包括保険契約が締結された。

サイバー・リスク保険

EDFの125百万ユーロのサイバー・リスク保険プログラムは、EDFおよびその子会社に対して、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（無限責任を選択している締約国（ドイツ、スイス、スウェーデン等）を除く。）および期間を限定し、原子力事業者に特化した、特別な「厳格責任」（過失がなくても責任を負う）制度を構築した。かかる条約は、フランス、英国およびスウェーデンを含む、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、事業者が利用可能な資金を有することを保証するため、定められた賠償責任額に相当する金融保証を行う義務を負う、と規定している（原子力民事賠償につき無限責任を選択している国を除く。）。この金融保証は、保険の形で提供することができる。

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）、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、「原子力民事責任保険プログラム」を設定している。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。この保険の補償は、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。英国の事業者の責任および対応する金融保証義務は、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（すなわち、ブリュッセル条約に基づき責任を負う原子力施設所在国が支払うべき補償の部分である。）。

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ルドゾーン内の重大な損害をカバーする。

原子力施設のための保険は、以下のとおりである。

- ・フランスにおいては、Everenによる補償に加えて、Wagram Insurance Company DACによる補償（最大40%）が提供されている。通常事故または敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、Everen/Wagram Insurance Company DACの保険を超えて最大1十億ユーロを上限に、EMANI、Northcourt、AxaおよびAllianz（Assuratomeによる再保険を付保されている。）が提供する保険の対象となっている。
- ・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、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、2025年は340百万ユーロであった。

（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、政治、地政学的、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等、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。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、電力網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。

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。

本書において特定されたリスクはすべて、当グループについて推定される影響の規模が大きいため重要であるとして選ばれた。また、当グループにとっての潜在的影響の重要性、発生確率、および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。緊急性評価は、既存の実績ある統制行動を考慮する（ただし、新たなまたは将来の行動は除く。）。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（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。

二重の重要課題の分析との関連。ここでは、本項で特定された「リスク」と、サステナビリティ報告書で特定された「重要な影響、リスクまたは機会」（IRO）との関連を説明することを目的とする。

本項のリスクの中には、企業の社会的責任問題（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「リスク」に相当する。）
- ・外部的影響（この場合、サステナビリティ報告書の潜在的な悪「影響」に相当する。）

こ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、本項で述べた企業の社会的責任問題の詳細を示すものである。

リスク表－番号、見出しおよび緊急性

緊急性は、既存の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－労働安全または労働衛生に対するリスク（従業員および請負業者）	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－停電リスク	中
	1 H－需要に見合う供給が確保できないリスク（EDF連結範囲）	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－運転中の発電所における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

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（起動試験段階にある。「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営－フラマンビル3 EPR」を参照。）および英国のヒンクリー・ポイントC（HPC）（現在建設中である。「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新たな原子力産業－ヒンクリー・ポイントC」を参照。）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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（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」を参照。）。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。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。

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

大型プロジェクトに関する横断的なリスク

これらのプロジェクトは、多くの技術、経営、経済、規制、政治および環境リスクに直面しており、それらがプロジェクトの遅延やコスト増、または中止さえも招きかねない。

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。

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。

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り、行政の承認、認可または許可が必要であり、その発行には紛争、取消または遅延のリスクがある。

これらのリスクは、地政学的緊張の再燃や、当グループがプロジェクトおよび事業を行う国々における紛争によって悪化している。2025年1月の米国新政権発足後は、国際的制裁や課税措置という形で現れる可能性もある（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」のリスク要因「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。）。

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。

主要なプロジェクトに固有のリスク

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3号機は、2025年12月14日に公称出力の100%に達した（「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。）。試験プログラムは継続しており、設備をフル出力で稼働し、正常に機能していることを確認中である。2026年9月26日、フラマンビル3号機は最初の全面点検および規制上の定期点検のため停止され、約20,000件の維持管理作業が行われる予定である。この作業は試運転プロセスの不可欠な一部である。これにより、EPRは今後数十年にわたって求められる堅牢性の水準にまで引き上げられる。

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）の建設において、設計の管理、製造の綿密な監視、および主要な経過目標が、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。

- ・建設および試運転に必要な技能と資金を確保する能力
 - ・起動試験のスケジュールに沿って、適格な機器を提供および設置する能力
 - ・必要な電気機械アセンブリの生産ペースを達成するために必要な組織体制
 - ・現場の労働力の変化や増員に対して労働争議および作業停止が発生する可能性
 - ・機器および電気機械アセンブリーを期日どおりに納入できるよう、品質問題を解決する能力
 - ・試運転スケジュールを遵守するための技術仕様および文書の管理
 - ・地政学的およびマクロ経済的環境に起因するサプライ・チェーンの問題を有効に管理する能力
 - ・増大し、絶えず進化するサイバー・セキュリティの脅威および関連事象に対応するレジリエンスと能力
- これらのリスクに対する統制行動を支援するため、当グループは次のことを行う。
- ・経験豊富な人材によるチームの補強
 - ・電気機械アセンブリを担当する企業コンソーシアムの強化
 - ・機器の利用を容易にするための現場の配置の再編成
 - ・プレハブ化の積極的な活用

また、HPCプロジェクトの資金需要は株主の当初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は、以下の影響を受けやすい。

- ・HPC EPRユニットの建設が遅れ、または商業稼働できない場合は追加コストが発生する可能性があり、2036年10月31日を過ぎた場合は、差額決済契約によりこれらの施設に与えられていた収益保護が失われるおそれがあることに留意する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）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

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、EPR 2 原子炉の開発を継続するために必要な融資および認可を取得できないか、取得が遅れた場合、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の遅延は、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全体の実施の弊害となる。

主な課題は、プログラムの開始を決定するための適切な条件を整え、その実施に必要な法的・財政的枠組みを定義することである。

このために、以下のような複数の行動が取られている。

- ・十分に成熟した設計に基づいて、費用見積りとスケジュールを統合すること
- ・主要な供給業者とのパートナーシップを通じて産業戦略を強化すること
- ・政府補助金の規制に基づくプログラムの体系化の取決めを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

プロジェクトが開始されると、EDFの財務の軌道およびEDFにとっての同プロジェクトの収益性は、コスト管理および建設スケジュールに関するリスクに晒されることになる。

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の非支配株主としての当グループのリスクは、1.1十億英ポンドを上限とする資金供与コミットメントに限定される。設計、蒸気供給システムおよびタービンの供給業者として、当グループは契約条項の適用に伴うリスクを負うが、同条項には当該リスクの限度も定義されている。

このプロジェクトは、技術力の維持、過去の経験の活用、そしてフランスにおけるEPR 2 プログラムの利益となる規模の効果の創出に寄与するものである。

c) 統制行動

原子力事業の新組織

当グループの原子力事業における組織体制の2つの主な変更点は、以下のとおりである（「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。）。

- ・新規原子力プロジェクトのプロジェクト・リーダーシップの強化。これは、会長兼最高経営責任者に直属する部門において、執行委員会レベルに位置付けられる。同部門は、新規原子力プログラムの戦略的管理を担当し、安全、品質、コストおよびプロジェクトの期限に関する成果の達成に責任を負う。
- ・新規原子力プロジェクトの管理およびサプライ・チェーン部門の強化を図り、新規原子力プロジェクト・マネージャーがEPR 2プログラムを成功裏に遂行できるよう体制を整える。プロジェクト・マネージャーは、安全、セキュリティ、品質、スケジュールおよびコストに関する枠組みと目標に従い、主要な原子力プロジェクトの建設を監督・実施し、運営チームへの引渡しまで責任を負う。

競争力強化に向けた取組み

EDFグループは、特に次の手段により、新規の原子力発電所建設プロジェクトの競争力向上に取り組んでいる。

- ・エンジニアリングおよびデータ活用における効率向上
- ・機器の規格化およびプレハブ化
- ・主要な供給業者との競争力向上計画

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、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。

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）

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。）。当グループは、フランスの原子力発電所の稼働を50年を大幅に超えて継続することを目指しており、このために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）を策定している。

英国の発電所は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）およびサイズウェルBの加圧水型原子炉（PWR）である。

- ・改良型ガス冷却原子炉については、ヘイシャム1およびハートルプールの稼働を2028年まで、ヘイシャム2およびトーンズの稼働を2030年まで継続することを目指している。
- ・加圧水型原子炉（サイズウェルB）については、その稼働を現行の計画である40年の経過後にさらに20年延長することを目指している（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）。

b) 主要なリスク

以下に記載するいずれかのリスクが発生した場合は、多額の追加費用の発生、発電量の減少、収益の減少を招き、当グループの財務状態および原子力資産の評価に悪影響を及ぼす可能性がある。

フランスにおける原子力発電所

- ・原子力発電所の規格化には同時に、機能不全が複数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原子力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。
- ・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。
- ・操業を開始するために必要な認可の準備および作成の遅れは、不確実性の要因となりうる。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しまたは現場作業の遅れも、不確実性の要因となりうる。
- ・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、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。EDF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と対策のための計画を策定している。

- ・2024年以降は原子力発電の出力調整頻度が高い状況が続いており、維持管理費用の増加につながる可能性がある。

英国における原子力発電所

- ・英国において適用される原子力安全規則および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の終了（AGR）または検討中の耐用年数の終了（サイズウェルBのPWR）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や、当グループに多額の費用または投資を負担させる条件の下でかかる認可を取得する可能性がある。

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。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

行動計画は、稼働中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主導されている。

フランスにおいては特に、これらの計画は、START2025プロジェクト、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）（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。）、および原子力事業に係る新組織（「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。）の一環である。これらの計画の主な特徴は以下のとおりである。

- ・10年点検中に行われる定期的な安全評価。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して、安全性レベルが強化される。
- ・すべての原子炉について定期的に更新される点検・補修戦略。ASNRがその見解を表明している。
- 英国においては、リスク統制は以下に基づいている。
- ・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
- ・耐用年数延長のために必要な投資計画に関する決定を裏付ける技術的・事業的根拠を伴う、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

緊急性：高

a) 状況

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。

b) 主要なリスク

資産に対する攻撃

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。資産に対する主要なリスクは以下のとおりである。

- ・当グループが事業を行う地域におけるあらゆる悪意ある行為または危機的状況（紛争、テロ攻撃等）であり、当グループの営業活動、財務状態、法的状況もしくは資産状況、または評判に悪影響を及ぼすもの
- ・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および規則の強化

情報システムのサイバー・セキュリティに対する攻撃

このリスクは、大規模なサイバー攻撃もしくは悪意ある行為を受け、または不注意、人的ミスもしくはスパイ活動を原因として、業務プロセスの混乱や中断、情報の劣化、利用不能、喪失または漏洩が生じることを指す。

このリスクは、以下の理由により高まっている。

- ・現在の地政学的状況
- ・脅威の増加と専門化
- ・業務プロセスのデジタル変革の加速
- ・拡張企業としての運営、外部ソリューション（クラウド技術、SaaS等）への依存の高まり、新技術（AI、IoT等）の導入および情報システムの特定コンポーネントの陳腐化により、情報システムの攻撃対象領域が拡大していること

c) 統制行動

資産に対する攻撃

当グループの発電の極めて重要な役割と、潜在的な重大な悪影響の大きさにより、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。

- ・悪意ある行為に対する資産保護に関する方針
- ・当グループのすべてのレベルにおける適切な組織
- ・人、不動産資産および無形資産の保護手続、指示およびツール

2025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（*Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information*—ANSSI）と連携したEUのNIS 2（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、ならびにフランスの（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」規制への準拠完了
- ・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による、資産セキュリティ・コミュニティの管理および調整
- ・特に「サイバー保護パス」eラーニングの修了およびグループ情報システム部門によるプレゼンテーションを通じた、事業ラインにおける資産保護に関する意識向上のための啓発活動
- ・海外勤務（短期赴任および駐在）中の従業員を保護するというEDFグループの法的義務を果たすため、新たなセキュリティ支援契約を締結すること
- ・セキュリティ・ビジネスインテリジェンス部門の事業継続計画を更新し、当グループの危機訓練に適用すること

情報システムのサイバー・セキュリティに対する攻撃

この攻撃に対する体制は、主として以下で構成される。

- ・情報システム・セキュリティ・ポリシー
 - ・サイバー・センター・オブ・エクセレンスの設立を含む、当グループのすべてのレベルにおける適切な組織
 - ・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ITおよび通信資源憲章
 - ・グループ倫理・コンプライアンス方針の一環としてGDPRの要件を説明する、個人データ保護に関する当グループの指示
- 2025年から2026年に取られた主要な行動は、以下に関するものである。
- ・2023年の内部評価を受けて定められた勧告の実施：管理体制の強化、標準化、サイバー運用活動の開発、産業情報システムの当グループのサイバー・セキュリティへの統合推進、サイバー・セキュリティおよび情報保護に対する意識の向上
 - ・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
 - ・2025年1月1日以降、中央機能のスキルとサイバーの専門知識を統合し、現地連絡網を維持しつつ、当グループに対して包括的かつ統一的なプロセスとサポートを提供すること
 - ・ANSSIによる（セキュリティ・インシデント検知サービス提供者としてのPDIS資格を通じた）当グループのサイバー監視能力の認定

1 D－労働安全または労働衛生に対するリスク（従業員および請負業者）

緊急性：中

a) 状況

従業員は、当グループおよびその請負業者にとって最も重要な関心事項である。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、当グループの施設において働く人々に危害を及ぼす可能性のあるリスクを考慮することは、最優先事項である。

b) 主要なリスク

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。

c) 統制行動

- ・当グループが事業展開する様々な国において安全衛生に関する法令および規則を遵守するために必要な手段を講じること
- ・グループ規模の行動は以下のとおりである。
 - －救命ルールおよび労働安全衛生管理の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
 - －安全衛生管理について：現場での安全対策計画の改善と強化のため、各チームで年1回グループ・ディスカッションを行う「セーフティ・ブレイク」を実施
- ・各グループ企業レベルでの行動：労働安全衛生を継続的に改善することを目的とした行動計画

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

緊急性：中

a) 状況

当グループにとって重要な原料、商品およびサービスの調達、小規模市場、産業供給の変化、新規利用による競争の激化、規制（輸出障壁や管理措置）および／または地政学的緊張によって脅かされる可能性がある。

b) 主要なリスク

当グループは、以下のリスクに晒されている。

- ・サプライ・チェーンのパフォーマンスおよび運用上の持続性、ならびに供給業者との契約関係に関するリスク
- ・供給能力の低下、供給不足および価格変動（供給の混乱または圧力）のリスク
- ・事業運営のために購入する原料、機器またはサービスに関する物流リスク
- ・これらに起因する期限および製品品質に関するリスク

これらのリスクにより、当グループの事業運営および成長目標の達成が困難になる可能性があり、それが当グループの財務実績および競争力に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

当グループにとって重要な原料、商品およびサービスの調達

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。

特定の危機（公衆衛生上の危機、紛争等）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。

地政学的リスク要因は高まっており、バリュー・チェーン全体にわたる産業やITへの依存に伴うリスクを増大させる可能性がある。

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。このような状況から、特定の技能を有する1つ以上の供給業者またはサービス供給業者が債務不履行に陥った場合は、当グループがリスクに晒されることになる。

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。世界貿易の緊張は、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。

国家間または国家ブロック間の紛争によって、これらのリスクは悪化する可能性がある。

c) 統制行動

当グループにとって重要な原料、商品およびサービスの調達

当グループにとって重要な原料、商品およびサービス、その調達先および代替可能性については、きめ細かな管理が行われている。原料または半加工材料が入手、加工、パッケージングされ、または当グループの目的のために提供される条件の管理には、規制要件の把握および警戒義務に関するより厳格な規則が伴う可能性がある。

供給業者討論会

当グループは、プロジェクトの遂行を保証し、供給を確保し、供給業者の不履行および品質危機に関連するリスクを最小限に抑えるため、供給業者ポリシーを有する。

当グループは、特に労働者の権利および人権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。

当グループは、供給業者との関係に関与する内部組織の行動を調整する「供給業者ポリシー・プラットフォーム」を設置している。

供給業者討論会の継続を支える統制行動には、以下が含まれる。

- ・ 調達区分の厳格な管理、供給業者に対する能力ベースのアプローチおよび戦略的供給業者の綿密なモニタリング
- ・ 供給業者の業務パフォーマンス向上を支援するための、供給業者との共同イニシアティブ
- ・ 原子力部門の企業（高度な原子力ノウハウを有する中小企業および中堅企業）の資金調達および支援ニーズに対応するため に設置されたフランス原子力ファンド2（FFN2）

契約関係およびパートナーシップ

契約管理機能は、供給業者との契約を強化管理し、運営、期限および関連コストが適切に管理されるよう、各段階で監視措置を適用する。

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グループは、とりわけ英国において、特に原子力プロジェクトの組織について適切な措置を導入し、予防策を講じている。

最後に、安定した供給を確保し、共通の価値を創出するためには、主要な供給業者と強固なパートナーシップ関係を構築することが不可欠である。このアプローチは、信頼、イノベーション、そして長期的に良好な業績を促進する。当社は長期的な視点に立つことで、競争力を高め、市場の変化に対する強靱性を強化する。このパートナーシップのアプローチは、EDFグループの供給業者ポリシーに明記されている。

1 Fー水力発電の安全に関するリスク

緊急性：中

a) 状況

水力発電における安全性は、水力発電施設が存在または操業に関係す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り一切の対策をもって構成される。

b) 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。

c) 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（*Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement*—DREAL）の監督下における施設の定期的監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
- ・ 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（構造物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。

「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、構造物の状態についての徹底的な検査が必要であり、排水または水中機器の使用による水面下の部品の点検を伴う。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、水力発電安全総括監査官が、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、水力発電安全総括監査官が分析、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に検討すべき点と改善すべき点を明示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－停電リスク

緊急性：中

a) 状況

フランスの電力システムは、大規模な停電（広範な送電網事故）に直面する可能性があり、きっかけとなった事象の発生したインフラがEDFの運営するものではない場合、および／またはかかる事象が第三者の責に帰す場合であっても、当グループはその影響を受ける可能性がある。

停電は、次のような急速に発生する現象が複合的に作用することによって発生する可能性がある。

- ・複数の発電資産の突発的かつ同時的な故障または消費量の急激かつ大幅な減少
- ・送電網、近隣網または連系線における連鎖的障害

きっかけは通常、送電（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、電力システムのネットワークおよび／または発電設備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。

2025年4月28日にイベリア半島で発生した停電は、電力システムにおける慣性の低下や断続的な発電量の増加により、送電網の安定性維持がますます複雑化していることを示している。

b) 主要なリスク

送電網の特定の地点における電圧管理の不備は、発電ユニットの連鎖的な停止を引き起こし、広域事故を招くおそれがある。イベリア半島で発生した事象に関する詳細な分析により、欧州全土に影響を及ぼすような、大規模な電力網事故のリスクが高まっていることが判明している。フランスおよび欧州における供給が過剰である状況は、このリスクを高める要因となる。

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、事象の規模によっては数時間または数日続く可能性がある。
- ・当グループの顧客および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。
- ・当グループの財務状態に影響を与える可能性がある。

c) 統制行動

フランスの送電網事業者である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、このリスクの管理および防止はRTEの中心的な任務である。この責任には、フランス本土全域にわたる送電網における周波数および電圧制御の管理が含まれ、RTEはこれに関して発電事業者との間で契約を締結している。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、欧州送電系統事業者（TSO）と共通の方針を遵守している。RTEは、停電発生時の送電網復旧の条件を策定し、発電事業者との間で契約を締結している。

このリスクの統制においてEDF SAが果たす役割は、以下の義務を果たすことである。

- ・均衡責任主体の契約に定められているとおり、発電施設の稼働が顧客ポートフォリオの需要（最終消費者への販売量から卸売購入量を差し引いたもの）に可能な限り合致するよう確保すること
- ・発電所および自動化システムの性能が、規制上の基準および義務（設備の設計容量）に準拠していることを確保すること
- ・RTEによる予備力増強の入札に応じ、RTEとの関連契約上の義務を履行すること
- ・系統サービスおよび系統バランスに関するすべての契約においてRTEに対して負う契約上の義務を遵守し、それにより周波数および電圧の維持に寄与すること
- ・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

1 H－需要に見合う供給が確保できないリスク（EDF連結範囲）

緊急性：低

a) 状況

原子力発電所による出力低下に、風力発電の不足や電力需要の高まりが重なると、EDFの連結範囲における需要に対して供給が不足するリスクが生じる。

2025年から2026年の冬季についてのこのリスクは、過去3回の冬季に比べてはるかに低い。これは特に、EDFの原子力発電所の冬季供給力予測が非常に良好であること、および2022年の危機以降、消費が低迷し続けていることが要因である。

しかし、EDFの一部の顧客の電力消費が気温に敏感であることを考慮すると、大寒波時には、風力発電に影響を与える低風況や短期市場の流動性低下と相まって、需給バランスの崩れが生じるリスクがある。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は卸売市場で非常に大きなエネルギー量を非常に高い価格で購入しなければならなくなる可能性がある。
- ・ 金融リスクは、需給責任会社の契約に基づくインバランス料金に左右され、インバランス料金は市場価格よりもはるかに高額である可能性があるため、市場の流動性が不十分な場合、金融リスクが増大する。
- ・ EDFに起因する需給不均衡がRTEの負荷制限につながった場合、EDFのイメージにも潜在的な影響がある。

需給の不均衡が発生した場合、当グループに予期せぬ多額のコストが発生し、財務実績に重大な影響を及ぼす可能性がある。また、そのような事態が顧客へのサービス中断につながり、利害関係者の信頼や、信頼できるエネルギー供給業者としての当グループの地位を損なうことになれば、深刻な評判の低下を招くおそれもある。

c) 統制行動

EDFが季節的な需給不均衡リスクに脆弱であることを踏まえ、このリスクを統制するための主な行動は、EDFの発電所において冬季の十分な供給力を確保すること、および資源（特に水資源）を冬季の使用に備えて温存する形で管理することである。これには特に、冬季の初めに原子炉の供給停止期間を適切に管理すること、および予定外の供給停止を最小限に抑えることが求められる。

2024年、原子力発電は361.7TWhまで回復した。2025年には373TWhに達し、2024年比で3.1%（11.3TWh）増加し、継続的な改善が確認された。

1 E－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

緊急性：低

a) 状況

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（生物多様性への損害、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おそれのあ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を考慮して、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が広大な土地および天然資源を利用しているフランスにおいて特に当てはまることである。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（上位および下位）を約40か所運営している。これらは基本的に、燃料油、ガスもしくは化学物質の貯蔵または倉庫施設である。

b) 主要なリスク

- ・ 当グループの産業施設における労働安全が確保されない場合には、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、当グループの環境資産、またはその評判に悪影響を及ぼす可能性がある。このような場合は、当グループのCSR問題への対応力が疑問視される可能性がある。
- ・ 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産業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、環境保護措置およびこれらのリスクの統制が十分に有効ではない場合、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につき、現在と同等以上の補償水準を長期的に維持できなくなる可能性がある。
- 原子力施設および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」および「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。

c) 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。
 - －調査では、規制の遵守、潜在的な健康および環境への影響を統制するための行動、ならびに土壌、水、大気および潜在的な人体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。必要に応じて影響の回避、軽減および相殺措置が含まれる。
 - －これらのリスク統制調査は、各施設のカテゴリーに適用される規制上の期限内に、または、施設もしくはその運用方法に重大な変更が加えられた場合に見直され、アップデートされる。施設の安全監督および管理措置は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、ループブリゾール事故後に追加された可燃性液体および有毒物質の貯蔵に関する命令が、環境保護指定施設（ICPE）の規制対象となる当グループの施設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、新たな要件が各産業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。
- ・当グループは、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

緊急性：中

a) 原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の管理

状況

フランスでは、すべての基本的な原子力事業者に対し、以下のことを義務付けている。

- ・発電所の廃炉、放射性廃棄物の長期管理、ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に係る費用（敷地外への輸送費用を含む。）についての、慎重な見積り
- ・これらの費用に対応する財務引当金を積み立て、この引当金の一部を賄うために「専用資産」を具体的かつ排他的に充当すること

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（ショーAおよびフェッセンハイムにおけるPWR）である。

英国では、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉、および特定の放射性廃棄物の管理に係る費用については、原子力負債ファンド（NLF）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。）。

主要なリスク

将来の費用を賄う財務引当金は、例えば行政、規制、技術または経済の状況の変化に関連するリスクを伴う。

- ・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。
- ・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、当該施設の事業者の定める仕様と一致しない廃棄物によって、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。また、本プロジェクトの課税措置については、政府による規定が未だなされていない。
 - －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を考慮して、またはANDRAが開発中の将来の貯蔵施設の設計の関係で、規定のアップデートが必要な場合がある。
- 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。
- ・ 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。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、英国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（ベルギー、中国において）株主である原子力発電施設について、当グループは、廃炉、使用済燃料および廃棄物管理に関する将来の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安全性、技術、費用およびリードタイムの観点から定義する専門組織を有する。
- ・ EDF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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「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（*Direction générale de l'énergie et du climat*－DGEC）に提出されその審査を受ける。同局は特に、計上された引当金が適切であることを確認するとともに、引当金の算定における割引率の上限を定める。
- ・ 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。
- ・ EDFは、ショーAの廃炉、およびフェッセンハイムの廃炉の研究から得られた経験に基づき、現在稼働しているPWR原子力発電所を廃炉にする際の将来の費用については、可能な限り確実な研究および見積りを行っている。
- ・ 放射性廃棄物処理場については、現在および将来における原子力発電所の廃炉および稼働のニーズに対応するため、当グループは適切な解決策を幅広く策定し、維持している。
- ・ Cigéoについての統制戦略は、最新の目標費用を達成するために、ANDRAに技術の最適化を提案し、開発戦略および貯蔵施設の建設を支援することで、プロジェクトを確実に実行することである（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「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。）。
- ・ 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、廃炉費用の回収に関するリスクは、英国政府との合意により大幅に減少している。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。

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

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。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、NLFが資金を調達した。

b) 引当金および専用資産の管理

状況

2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1「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、2025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。

- ・フランスの現在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。

2025年度の連結財務書類の注記16.1「その他の廃炉引当金」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。

2025年度の連結財務書類の注記14.1.2「EDFの専用資産」には、2025年12月31日現在の長期原子力債務（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値が記載されている。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23(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うる規制（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、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1.2「EDFの専用資産」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。

統制行動

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）

2B－燃料サイクルの管理に関するリスク

緊急性：中

a) 状況

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、フランス政府との合意に基づき、EDFは、2008年12月にEDFとOranoとの間で締結された基本契約およびその実施に関する一連の契約に従い、使用済燃料の処理と回収可能な物質のリサイクルを行っている（「第23(2)①(i)」

(ロ) (c) 原子力事業における課題」を参照。)。フランス環境法に従い、EDFは、これらの管理業務（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、財務引当金を計上している（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「原子力発電関連引当金および専用資産」を参照。）。

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（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、または新たな制限／制裁／禁輸）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、以下の特徴を持つ産業活動である。

- ・特別な安全保障措置が要求される。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。
- ・機能しない場合には、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り、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

c) 統制行動

核燃料の調達

- ・特定の国、供給業者または施設（鉱山や発電所）への依存を避けるため、供給源を常に多様化する。
- ・長期の固定価格契約、または市場価格要素の限定的な契約を優先し、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している。

核燃料の物流および燃料サイクルのバックエンド

- ・燃料輸送リスクについては、輸送の予測不可能性に対する体制および当局（HFDS（保安防護担当高等弁務官）／ASNR）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、ならびに代替手段（早期納入、原子炉間の移動等）の開拓
- ・燃料貯蔵リスクについては、密閉燃料サイクルのバランスの維持。EDF、Oranoおよびフランス政府の関連部門は現在、ラアグにあるOranoの将来の燃料サイクル施設の産業計画を検討中である。この計画には、新たな処理・リサイクル施設および新たな貯蔵容量の建設が含まれている。

2 C－運転中の発電所における原子力安全リスクによる原子力民事責任

緊急性：中

a) 状況

原子力事業者としての責任（「第2 3（1）②戦略的優先事項」を参照。）は、会長兼最高経営責任者が原子力事業を担当するグループ常務取締役に対して委譲し、かかる常務取締役は当該部門の部長に再委譲し、かかる部長はユニット・マネージャーに再委譲する。

b) 主要なリスク

原子力の安全性の管理

運転上の安全を管理できない場合（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、地域の人々や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生じた場合）、以下に関して重大な悪影響が生じるおそれがある。

- ・当グループの産業資産の価値および財務状態
- ・発展の見通しや、産業活動の継続
- ・当グループの産業施設の操業に対する制約の大幅な増大、または当グループの原子力事業の部分的もしくは全面的な停止
- ・当グループの評判に対する重大な悪影響

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（「第3 3（1）③（vi）保険」を参照。）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。

c) 統制行動

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。原子炉の設計および運転技術を身近に確保することは、原子力の安全性を管理する上で重要な要素である。

- 原子力の安全性に関するリスクを考慮し、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、
- ・原子力事業の運営に責任を負い、意思決定および行動の各レベルにおいて適切な委任を行う。
 - ・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、かかる法令および規則を遵守する義務を負う。
 - ・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、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ASNR、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。IGSNRは、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公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク

緊急性：高

a) 状況

エネルギー部門の公共政策および規制は、フランスおよび欧州において進展している。特にフランスにおいては、このような変更は、市場構造や規制枠組み、電力網使用および電力販売の規制料金、省エネ・インセンティブの枠組み、ならびにエネルギーおよび事業の税務上の取扱いに影響を与える可能性がある。欧州レベルでは、二酸化炭素排出権の価格、当グループの投資金融メカニズム（タクソノミ、政府補助金等）、モビリティ、または家庭用および産業用電化への支援に影響を与える可能性がある。

フランスにおける主要な法令、規則およびメカニズム：

- ・2026年2月13日にフランス政府が公表した第3次複数年にわたるエネルギー計画（PPE3）。これは、2026年から2035年までの期間についてのフランスのエネルギー戦略、および2050年までのカーボン・ニュートラルに向けた道筋を定めるものである（「第2 3（1）当グループの戦略および目的」を参照。）。
- ・経済の電化のために講じられた政府の措置（電化計画）
- ・エネルギー消費に対する課税（消費税）。これにより、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。）。
- ・「ARENH終了後」のメカニズム：2026年より、3年ごとに省令で設定される価格基準値を超える既存原子力発電所の収益に対し、消費者への還元を目的とした課税が導入される。この税は、普遍的原子力料金（VNU－*Versement Nucléaire Universel*）と呼ばれる。2026年から2028年までの期間について、2026年2月11日に公表された政府決定は、EDFが受け取る収益に対し50%の課税が適用される第1の基準値を78ユーロ/MWh、90%の課税が適用される第2の基準値を110ユーロ/MWhに設定している（CREが公表した2026年および2027年の原子力収益見積りは、決定案における第1の課税基準を大幅に下回っ

ている（CREの2026年1月13日付プレスリリースを参照。）。（「第2 3（1）②戦略的優先事項－普遍的原子力料金（VNU）」を参照。）。

- ・2025年8月1日から適用される公共送配電網使用料金（TURPE 7）
- ・EDFが負担する公共サービス料金の補償メカニズム
- ・容量債務メカニズムの再編
- ・省エネ証書制度：EDFの義務が約25%引き上げられたため、この制度の第6期（2026年から2030年）ではコストが上昇する見込みである。

欧州の状況の主な要素：

- ・電力市場構造に関する政策および法規制の導入、ならびにその変更の可能性（エネルギー卸売市場の監視および透明性、市場連携、長期契約、接続規則、発電設備および需要の柔軟性など）
- ・二酸化炭素価格に関する政策および法規制、ならびに欧州連合の排出量取引制度の今後の改正
- ・欧州連合のエネルギーおよび産業の主権強化を目的とした規制枠組み：ネット・ゼロ産業法（NZIA）。現在、公共調達や資金調達を通じて「メイド・イン・ヨーロッパ」の製造を促進する産業加速法（IAA）により改正が進められている。
- ・2025年11月19日にフランス当局から通知された、EPR 2 プログラムに対する政府補助金についての欧州委員会の審査。正式な審査手続を開始する決定は2026年3月31日に採択された。
- ・低炭素用途および発電施設の電化を推進するための投資に対する財政支援メカニズム（電化銀行、政府補助金の利用促進など）

b) 主要なリスク

主要なリスクは以下のとおりである。

- ・電化の水準が不十分であり、かつ電力供給が過剰である場合、恒常的な供給過剰と価格下落の状況が生じ、電力システムの運用不全を加速させる可能性がある。この状況は、EDFの財務状態および長期的な投資能力に深刻な影響を及ぼすほか、温室効果ガス排出量の削減にも悪影響を及ぼす。
- ・政治的および経済的なシグナルにより、化石燃料を低炭素電力で代替するソリューションへの投資が現時点で促進されない可能性がある。この状況は、以下のリスクから生じうる。
 - －フランスのエネルギー・気候戦略が安定せず、脱炭素化政策に関して不透明な政治的シグナルを発するリスク、または用途の電化と低炭素発電に関する欧州戦略が十分に野心的でなく、当グループの利益と整合しないリスク。例えば、これにより、ヒートポンプ、電気モビリティ、または産業プロセスの電化における進展が不十分となる可能性がある。
 - －電力とガスの消費税率に大きな格差が継続し、フランスの電化という目標に反する経済的シグナルを発するリスク
- ・公共政策が用途の電化もしくは原子力発電の開発に不利に働くリスク、またはEDFの報酬体系に影響を及ぼすリスク
- ・省エネ証書義務の割当において、エネルギーの炭素含有量が十分に考慮されず、用途の電化に対して十分なインセンティブが提供されないリスク
- ・二酸化炭素価格に関するリスク
 - －二酸化炭素価格が極端に低くなり、欧州でガス火力発電所よりも石炭火力発電所が利用されるリスク
 - －二酸化炭素価格が低く、用途の脱炭素化が促進されないリスク（二酸化炭素価格に対しては、産業競争力を維持するための措置が講じられる必要がある。）
- ・欧州レベルで下される決定において、別の低炭素エネルギー源が異なる扱いを受け、特に原子力発電が不利益を被るリスク
- ・欧州レベルで実施される財政措置が不十分で、経済主体が脱炭素化に必要な投資を行うよう促進されないリスク
- ・米国と欧州連合との貿易交渉におけるエネルギー分野の議論が、電化への取組みを遅らせるリスク
- ・既存の原子力発電所からの収益に対する規制上の課税基準の下方修正（「ARENH終了後」のメカニズム）に関するリスク。EDFの予想純利益および投資能力に悪影響を及ぼす可能性がある。
- ・発電容量メカニズムのパラメータ（義務水準、既存資産に適用される中間価格上限）により、提供されたサービスに対して公正な報酬が提供されないリスク
- ・消費者支援の進展や新たな措置がない場合、脆弱な世帯にとって不利益となる可能性がある。これにより料金の未払いが増加し、電気のイメージを損なう可能性がある。
- ・欧州の電力市場設計の見直しに伴うリスク。これにより市場ルールに新たな不確実性が生じるほか、対象となる市場設計モデルの運用ルール（短期的には市場の連携方法やバランス調整プラットフォームの運用方法、長期的にはヘッジ商品、時間軸、条件等）の変更に伴うリスクが生じる。
- ・相互接続および費用分担に対する投資の決定を欧州メカニズムによって集中化することで、フランスの消費者に不利益が及ぶリスク

このような動向は、当グループの財務実績、競争力および長期的な戦略目標、特にエネルギー移行の目標達成への貢献能力に重大な悪影響を及ぼす可能性がある。

c) 統制行動

公共政策および規制が絶えず変化する中、これらのリスクについての統制行動には、以下の内容からなる働きかけが含まれる。

- ・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公表された、または審議中の法律または規制措置の潜在的影響の分析
 - ・国および欧州レベルで準備中の法令および規則に関する公開討議への対応。フランス高等エネルギー理事会や諮問機関において、ならびに業界団体およびシンクタンクへの参加を通じて、EDFの利益を擁護すること
 - ・フランスおよび欧州の公的機関および選ばれた役人と連携し、EDFおよび当グループの利益のために影響評価や主張を共有すること。例えば、
 - －経済の電化計画や、効果的な需要の成長と整合する供給の成長のための計画について、政府や利害関係者に働きかけること
 - －脱炭素化のインセンティブとなるのに十分な高水準の二酸化炭素価格の導入を推進するとともに、国際競争に直面する産業ビジネスの競争力を維持するための措置を講じること
 - －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、政府の関連部門との定期的な対話
 - －省エネ証書の義務の配分において、エネルギーの炭素含有量を十分に考慮するよう提言し、同制度が電力ソリューションの利点を認識できるようにすること
 - －エネルギー・気候戦略の脱炭素化目標に沿ったエネルギー課税（ガスと電力の税制の整合化）を支持するための措置を講じること
 - －欧州の機関に対し、欧州の電力システムにおけるすべての制御可能な低炭素発電（水力および原子力）の利点を評価するよう提言すること
- また、このリスクが電力需要に及ぼしうる影響を踏まえ、EDFグループは、用途の電化の加速と推進（ADEUS）計画を策定し、既存および将来の顧客が化石燃料から電力ソリューションへ移行する際の実践的な支援を提供している。

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

緊急性：中

a) 状況

フランスは、水力発電委託に関する競争入札が行われていないことについて、欧州委員会から2件の正式な通知を受けている。

b) 主要なリスク

競争入札が実施された場合、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可能性がある。

c) 統制行動

フランス政府は欧州委員会との協議を開始し、首相は2025年8月28日、2件の正式な通知を解決することになる原則合意を発表した。この合意では、現在の事業者を維持したまま、委託制から許可制へ移行することが規定されており、その見返りとして、EDFは競争入札を通じて水力発電の仮想容量6 GWを売却することになる。この見返りは、入札時の電力市場の状況を反映したものである。

この合意により、事業者はすべての委託を維持できる見込みであり、水力発電開発に新たな弾みがつくと期待されている。

この合意は、まだフランス法に置き換えられていない。エネルギー移行に貢献するため水力発電部門への投資を促進する法案は、2026年2月5日にフランス国民議会で第一読会を通過し、2026年4月13日に上院で審議される予定である。

3 C－配電委託の法規制の枠組みの変化に関するリスク

緊急性：中

a) 状況

- ・ Enedisは、法律および公共配電事業認可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管理者の使命を果たしている（「第2 3（2）④（ii）配電—Enedis」を参照。）。

b) 主要なリスク

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。

- ・ 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。すべての公共配電を統括する当局（*autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité*—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（*Fédération nationale des collectivités concédantes et régies*—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。
- ・ 国務院は、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を何度も確認している。しかし、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
- ・ フランスの公共配電モデルが問題視される可能性の高い紛争の厳重な監視

3 D—倫理またはコンプライアンスに関するリスク

緊急性：低

a) 状況

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、グループ企業、当グループ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、重大な財務的または評判上の影響を伴う民事制裁もしくは刑事制裁を受けるリスクに晒される可能性がある。

b) 主要なリスク

- ・ 倫理的義務の違反または不遵守：不正または腐敗、国際制裁または輸出管理規則の不遵守、マネーロンダリング規則の不遵守、金融分野または特定分野における不遵守、競争法または個人データ保護の違反、注意義務の違反
- ・ これらのリスクのほか、特に人工知能の発展および普及を反映した、デジタル・コンプライアンス違反という新たなリスクがある。法令の例としては、AI法（人工知能に関するEU規則）およびデータ法（データの共有および利用に関するEU規則）がある。
- ・ 民事、刑事または行政上の制裁に関する影響、当グループの評判への損害、財務実績への影響等

c) 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11のプログラムを策定している。

- ・ 不正、贈賄および腐敗、ならびに利益相反リスクの防止
- ・ 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）

デジタル・コンプライアンス違反という新たなリスクを踏まえ、個人情報保護プログラムはデジタル・コンプライアンス・プログラムへと拡大された。これは、当グループの利害関係者の間でこれらの新たな課題に対する意識を高め、ガバナンスを新たな規制枠組みに適応させ、特に重要な点として、人工知能の開発および導入におけるコンプライアンスを確保することを目的としている。

3 E—訴訟リスク

緊急性：低

a) 状況

EDFグループは、業務において、様々な種類の法的手続または行政手続（商事、税務、規制関連など）に関与する可能性がある。

b) 主要なリスク

これらの手続の結果は本質的に不確実であり、当グループに対して以下のような複数の影響を与える可能性がある。

- ・評判への重大な悪影響
- ・賠償金または罰金の支払いによる財務状態への影響
- ・一部の事業活動に影響を及ぼす可能性のある裁判所命令

c) 統制行動

- ・当グループは、事業を行うすべての国において、適用される規則の遵守を確保している。
- ・当グループは、防止政策（契約による政策、遵守政策等）を行っている。
- ・当グループには、実際のもしくは起こりうる重大な紛争については、法務部へ報告する手続がある。現在進行中の主要な法的手続については、2025年12月31日現在の連結財務書類の注記20「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

4 A－エネルギー市場リスク

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発電容量保証価格）、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（「第3 4（3）①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、電力価格も概ね低下する。

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（二酸化炭素および電力）の需給バランスに応じて変動し、価格に影響を与える要素にはマクロ経済的および地政学的要因が含まれる。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り、これは当グループの財務状態および経営成績に重大な悪影響を及ぼすおそれがある。

b) 主要なリスク

EDFの収益およびすべての財務指標は、これらの変動の影響を受ける可能性がある。EDFは市場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。

ARENH制度終了に伴い、卸売市場における当グループの取引高は増加し、マージンコールおよび初期証拠金預託をカバーするために資金需要が高まっている。また、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・リスクにも晒されている（「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 E－流動性リスク」を参照。）。

中東の現状は、当グループのガス調達に影響を及ぼす可能性がある。Edisonの主要LNG供給業者であるQatar Energyは、Edisonとの供給契約の不可抗力条項を発動した（Edisonの2026年3月5日付プレスリリース「Edison：Qatarenergyからの不可抗力通知」および2026年3月27日付プレスリリース「QatarEnergy、不可抗力事態を2026年6月中旬まで延長」を参照。）。

c) 統制行動

当グループは、以下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。

- ・すべてのエネルギー商品を対象とし、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た、グループ・エネルギー市場リスク方針
- ・リスク測定および指標システムに基づくエネルギー市場リスク統制プロセス（リスク制限を超過した場合のエスカレーション手続を含む。）
- ・長期契約の締結（これにより、毎年の収益の変動も抑制される。）

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

緊急性：中

a) 状況

EDFグループの財務書類の作成には、特に資産および負債の価値を決定するための判断、見積りおよび仮定の使用を要する（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記1.2.4「経営者の判断および見積り」を参照。）。

b) 主要なリスク

会計上の資産および負債に変動が生じるリスクは、経済情勢および金融情勢に加えて、事業内容や当グループが事業を行う市場の変化、ならびに会計基準の変更にも左右される。

- ・資産の価値、特に当グループがフランス（EPR 2）および英国（ヒンクリー・ポイントC、サイズウェル）で進めているEPRプロジェクトの発電に使用される有形固定資産の価値に関しては、これらの資産の価値が下落するリスクがあり、当グループの財務状態および業績に悪影響を及ぼす可能性がある。このリスクは、経済環境、金利の不確実な変動（「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 D－金利リスク」を参照。）、および規制枠組み、または資産の技術的なもしくは運用上のパフォーマンスの悪化（「第3 3（2）①パフォーマンス・リスク」を参照。）に関連するものである。
- ・負債の価値に関しては、特にリスク要因「4 D－金利リスク」に関連して、当グループの貸借対照表に計上された引当金が上方修正されるリスクがあり、この場合は金融市場で活動資金を調達する能力が低下し、当グループの財務状態および業績に悪影響を及ぼす可能性がある。

原子力引当金については、「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」に記載されている点に加えて、原子力引当金の評価は、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にも左右される。具体的には、国際基準の設定機関であるIASBが2023年以降検討中のIAS第37号「引当金、偶発債務および偶発資産」の修正案は、とりわけ「リスクフリー」な割引率の定義に関するものである。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大幅に低くなる可能性がある（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析」および注記14.1.2.1「規制」を参照。）。

c) 統制行動

主要な統制行動は、以下のとおりである。

- ・財務および会計報告方針の遵守を確保すること
- ・当グループの資産価値向上を目的とした、専用の統制とガバナンス（「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。）。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、当グループの資産価値の詳細な分析を定期的に行っている。業績・影響・投資および財務部門は、適用される会計基準に従って資産価値を評価し、減損テストを実施している。当グループは、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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記9.7「減損／戻入」を参照。）。
- ・フランスにおける核燃料サイクルのバックエンド、廃炉および炉心核燃料に対する引当金の見積りを行うための、体系的なプロセスと専用ガバナンス（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14.1.1「原子力発電関連引当金」を参照。）
- ・従業員給付引当金に対する外部評価。このために数理計算上の評価を定期的に更新している（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.2「使用された数理計算上の仮定」を参照。）。
- ・当グループに重大な影響を及ぼす会計変更プロジェクト、多くの場合、国際会計基準に関連するものについて、利害関係者の意識を高め、貢献すること。例えば、当グループは、原子力引当金の測定に影響するIASBによるIAS第37号「引当金、偶発債務および偶発資産」の修正案に対し、積極的に対応している。当グループが講じた措置により、現時点では、この改正基準の適用により予想される影響を限定することが可能となっている。当グループは、最終基準の公表を引き続き注視し、利害関係者、特に法定監査人と協議しつつ、想定される影響について検討を進めている。

4 C－金融市場リスク

緊急性：中

a) 状況

当グループは、金融市場、特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、固有のリスクに晒されている。

b) 主要なリスク

当グループは、これらのポートフォリオにおいて、主に以下のような株式および債券のボラティリティ・リスクに晒されている。

- ・2025年12月31日現在、上場株式の年間ボラティリティに関するリスクは、14.11%であった（2024年12月31日現在は12.37%）。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、2025年12月31日現在、14,206百万ユーロであった。この14.11%のボラティリティを専用資産の上場株式の価額に適用すると、これらの資産の年間ボラティリティは2,004百万ユーロと推定される。
- ・2025年12月31日現在、専用資産に含まれる上場債券の感応度に関するリスクは、5.23%であった（2024年12月31日現在は5.16%）。EDFの専用資産ポートフォリオにおける上場債券の市場価額は、2025年12月31日現在、14,243百万ユーロであった。感応度は5.23%で、金利が一律に100ベーシス・ポイント上昇した場合、これらの資産の市場価額は746百万ユーロ低下することになる。
- ・金利リスクおよび為替リスク（リスク要因「4 D－金利リスク」および「4 G－為替リスク」を参照。）

c) 統制行動

- ・ポートフォリオの金融リスクは、その性質に応じて定期的に（毎週または毎月）監視されている。
- ・リスク・マンドートおよび枠組みは、リスク特性と投資領域を定め、関連する制限およびアラート閾値を設定する。
- ・各ポートフォリオの運用戦略および方針は、特に長期的なリスク・リターン比率を再評価するための資産配分計算を通じて、定期的に見直される。
- ・制限値を超過した場合に備え、これらの活動に関する具体的なガバナンス手順が設けられている。

4 D－金利リスク

緊急性：中

a) 状況

当グループは、当グループが事業展開する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。

b) 主要なリスク

金利低下に関する主要なリスク

- ・金利が低下すると、当グループの経済的負債、特に当グループの金融資産および負債の価値、ならびに割引負債に影響が生じるおそれがある。従業員給付引当金（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記15「従業員給付引当金」）ならびに原子力発電関連引当金（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記14「原子力発電関連引当金および専用資産」）の割引率は金利に連動しており、名目割引率が低下し、かつ、インフレ率が横ばいであれば、これらの引当金は増加することになる。
- ・インフレ予測の上昇が、金利および名目割引率の据え置きと組み合わせると、実質割引率が低下し、これらの引当金は増加することになる。

金利の上昇に関する主要なリスク

金利の上昇は、当グループが最適な条件で資金を調達できる可能性を狭め、厳しい市場環境での資金調達をより困難かつ高コストにする可能性がある。変動金利については、当グループが支払う利率が上昇するリスクがあり、これは当グループが保有するすべての金融資産（金融証券、デリバティブ、債券）から受け取る利率によって相殺されない可能性がある。このため、金利が0.5%上昇すると、利益に対して約85百万ユーロのマイナスの影響が生じる。しかしながら、このようなマイナスの影響は、長期債務に対するプラスの影響によって相殺される（前項の金利低下に関する記載を参照。）。この影響は、当グループの貸借対照表上でのみ確認できるものである。

金利の上昇によって当グループの加重平均資本コストが上昇し、特定の資産の価値の喪失につながる可能性もある（リスク要因「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」を参照。）。このリスクは、主にフランスにある当グループの資産（特に、格付機関がフランス国債の格付を引き下げた場合）および英国にある資産に関わるものである。

c) 統制行動

- ・金利の低下またはインフレ率の上昇が割引負債にもたらすリスクは、金利やインフレに敏感な資産（特にマッチング資産）によって部分的にヘッジされている。
- ・当グループは、純負債額の変動金利部分について、金利の予想変動に基づく金融費用（純額）の「リスク／リターン」シナリオを用いた管理体制を構築している。
- ・負債の一部は、ヘッジ目的で利用される金利デリバティブを通じて変動金利化されている。

4 E－流動性リスク

緊急性：中

a) 状況

当グループは、いかなる時点においても、事業および投資の資金を調達し、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。このため、当グループは、債券市場およびマネーマーケット、銀行借入、ならびに担保付および無担保の借入金を利用している（2025年12月31日現在の個別財務書類の注記2.2「資金調達活動」を参照。）。

b) 主要なリスク

- ・EDFの財務格付が大幅に引き下げられる（2026年3月31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）、Baa 1／安定的な見通し（ムーディーズ）、BBB＋／ネガティブな見通し（フィッチ・レーティングス））と、資金の調達費用および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。
- ・各格付機関は独自の評価手法を有しており、主としてフランスにおける当グループの原子力発電資産の供給力および政府補助金を踏まえたフランスの国別格付の見直しに基づいている。したがって、フランスの格付が引き下げられた場合、EDFの格付にも影響が及ぶ可能性がある。
- ・当グループはエネルギー市場および金融市場においてマージンコール制度の対象となっているため、こうした潜在的な流動性需要に対しては具体的な資金調達リスクがあり、これはARENH終了後の規制枠組みにおいて高まっている。

c) 統制行動

主要な統制行動は、以下のとおりである。

- ・調達通貨および投資基盤の分散：EDFは、ユーロ、米ドル、カナダ・ドル、オーストラリア・ドル、日本円、スイス・フランおよび英ポンドの各市場にて発行を行っている。
- ・2025年4月に行われた、EDFのグリーン・ファイナンス・フレームワークのアップデート（www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors/debt/sustainable-finance）。これにより、特にフランスおよび英国の原子力プロジェクトにおいて、投資家からの需要が高いグリーンボンドの発行が拡大した。
- ・バックアップとなる二者間およびシンジケートの与信枠の導入（シンジケート与信枠は2024年11月に締結された。）
- ・被支配子会社の資金調達の集中化。子会社の必要運転資本の変動は、リボルビング与信枠を通じて当グループの現金から供給されている。EDFおよびその子会社EDF Investissements Groupeは、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している。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子会社が取得したであろう条件と同等の融資条件を適用する。
- ・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。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可能となる。
- ・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
- ・マージンコールに関する独自のガバナンス。複数の流動性ポケット（1か月から6か月）の水準を週次および月次でモニタリングし、利用可能な様々な資金調達手段を考慮した上で、流動性ニーズに適した短期的なアプローチを可能にする。
- ・当グループの事業活動および債務の満期に応じて、必要資金を予測する現金予測プロセス

4 F－カウンターパーティ・リスク

緊急性：中

a) 状況

当グループは、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リスクに晒されている。

2025年9月末現在、当グループのエクスポージャーの90%は、投資適格の契約相手方に関するものであった。この高い割合は、主として低リスク資産に関する、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。

とはいえ、ARENH制度の終了に伴い、卸売市場における当グループの取引量が増加したことで、カウンターパーティ・リスクは高まっている。

b) 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、プロジェクト進行中の供給業者の変更に起因して債権やキャッシュ・フローを失い、または追加費用を被るなど、当グループに財政面での影響が及ぶ可能性がある。

c) 統制行動

当グループは、以下の措置を講じている。

- ・ EDFおよびそのすべての被支配子会社に適用される専用のポリシー。具体的には、四半期に1回の当グループのエクスポージャーの連結、および関連する契約相手方の見直しを含む。
- ・ 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対するリスク軽減措置（保証金、銀行保証または親会社保証、格付トリガー条項）
- ・ EDFの金融取引担当部署と取引する契約相手方に対する承認手続。承認限度額に対するエクスポージャーの水準はリアルタイムで更新され、毎日検証される。アラートが発生した場合、または契約相手方の状況が悪化した場合には、限度額の妥当性が見直される。
- ・ エネルギー市場での取引に関連するエクスポージャーの日々のモニタリング。各契約相手方の財務健全性に基づいて限度額を設定し、ポジション・ネットティング契約や現金担保契約などのリスク軽減措置を講じている。

4 G-為替リスク

緊急性：低

a) 状況

当グループは、その事業の多様性および国際的な事業展開により、為替レートの変動リスクに晒されている。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。また、当グループは、売上高の通貨とは異なる通貨で費用を計上する場合（またはその逆）があるため、為替レートの変動はその収益性に影響を与える可能性がある。

b) 主要なリスク

当グループは、以下の項目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。

- ・ 財務書類。貸借対照表項目、資本、損益計算書項目の換算差損益、またはプロジェクトの収益性に関係する換算差額に影響を与える。
- ・ 当グループの業績。これにより、前年同期比の業績比較が困難になる。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。

c) 統制行動

主要な統制行動は、以下のとおりである。

- ・ 外貨による資金調達：当グループは、各事業体の存する現地の資本市場の能力の範囲内で、各事業体の機能通貨で、事業資金を調達する。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：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。ヘッジの水準はリスク・リターンに基づいて決定され、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、感応度分析を通じて監督される。
- ・ 外国通貨建て営業キャッシュ・フローのヘッジ：当グループの戦略的財務管理フレームワークに基づき、EDFおよび為替リスクに晒される主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF power solutions）は、将来における営業キャッシュ・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について、ヘッジを設定している。

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

緊急性：中

a) 状況

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が必要とする人材について、原子力部門の年間10,000人を含め、今後10年間で年間平均約20,000人の追加雇用と推定されている。

b) 主要なリスク

必要とされるスキルの量、産業職種の魅力の低さ、産業部門の企業におけるニーズを考慮した人材流出のリスク、およびフランスにおける雇用情勢の変動性を踏まえると、人材が部分的に不足するリスクがある。

c) 統制行動

- ・エネルギー移行の各部門の企業や従業員との共同による、スキルに関する戦略的行動計画の策定
- ・10年間でスキルを開発し、安定化させるための取組み。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。

5 B－気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク

緊急性：中

a) 状況

気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）は、気候変動リスクを以下の2つに分類している。

- ・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」）
- ・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」）

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。

脱炭素への移行状況は、2050年までに「ネット・ゼロ・エミッション」達成に寄与するという目標を2018年に設定した当グループにとって、有利となっている。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）を削減するという目標、および気候移行計画を策定した。

b) 主要なリスク

主要な物理的リスク

- ・急性的リスク：熱波、干ばつ、極端な降水または暴風
 - ・慢性的リスク：気温、海面水位または平均降水量の上昇
- 適切な統制行動が講じられない場合、想定されうる影響は次のとおりである。
- ・当グループの事業継続、パフォーマンス、貸借対照表および財務実績への影響（保険または施設適応のための追加費用）
 - ・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）への影響
 - ・施設および電力網インフラの安全性または発電量への潜在的な影響

主要な移行リスク

- ・外部、社会全体、競争、地域社会、経済または産業の状況による影響。これらは、エネルギー移行の障害となるおそれがある。例えば、新たな原子力発電所の開発は、地域社会および政治レベルでは低炭素移行にとって不可欠であるとはみなされない可能性があり、土地、水または希少鉱物の利用をめぐる対立も、エネルギー移行を遅らせる可能性がある。
- ・化石燃料火力発電所の閉鎖または脱炭素化に向けた取組みが成功しないリスク、ならびに原子力発電および水力発電を補完する再生可能エネルギーによる発電所の開発が十分ではないリスク
- ・2040年までに欧州電力部門に設定された脱炭素化軌道に乗ることができない場合は、評判リスクまたは座礁火力資産が発生するリスク

- ・インセンティブ条件、特に、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に関するインセンティブ条件が不適切であるリスク
- ・ラベルが規格統一されていないため、EDFの利害関係者が事業の影響を認識しにくいというリスク。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。

c) 統制行動

一般的な統制行動－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。
- ・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。これにより、2019年、経営計画に含まれ、物理的リスクへの適応に重点を置き（物理的リスクに対する具体的な統制行動については後述する。）、野心的な炭素軌道を定めた当グループのレジリエンス・プランが導入された。
- ・EDFグループの施設の気候変動への適応、および環境リスクと気候リスクに関する監査は、それぞれ2022年と2024年に実施された。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。
- ・気候問題についての当グループの執行役員の認識向上

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。
- ・レジリエンス・プランの一環として、最も関係の深い事業体向けの適応計画が策定され、定期的に更新されている。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長期的な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。
- ・発電施設およびインフラの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の監督および適応措置を行っている。
- ・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。

移行リスクに対する統制行動

- ・当グループは、発電施設（再生可能エネルギーおよび新たな原子力プロジェクト）、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プロセスにおける最終段階として、当グループは、2050年までに残存排出量を相殺する「信頼性の高いネガティブ・エミッション」プロジェクトを優先している。

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

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（「第3 3（2）③市場規制、政治および法律に関するリスク」を参照。）
- ・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欧州における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。
- ・フランスにおける消費の低迷と電力価格の低下傾向
- ・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
- ・原材料とクリティカル物質をめぐる緊張、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、貯蔵、国際入札）において競争が激化し、規制は変化している（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（デジタル変革を含む。）が十分ではないリスク、および／または当グループの事業モデルが疑問視されるリスク
- ・新たな原子力プロジェクトの費用、および当グループの費用調達力により、当グループは自らの位置づけや戦略的目標を見直さざるをえ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。
- ・当グループが、経営計画である2035年目標に含まれる化石燃料の用途の電化に関する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：当グループのビジネスモデルの最適化、投資対象のよりの確な選定、CSR、ならびに顧客および地域との密接な関係を目的とした、特に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、柔軟性ソリューション（上流の貯蔵および揚水発電所、ならびに下流の用途の柔軟性を含む。）といった低炭素電力およびサービスの供給
- ・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。「第2 3（1）当グループの戦略および目的」を参照。
- ・経営計画である2035年目標を共有し、当グループの目標および必要な変革を従業員に伝える。
- ・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。
- ・変化する環境における指針として、当グループの価値観（セキュリティ、安全衛生、専門性、業績、開示性、コミットメント）を推進および共有すること
- ・主として用途の電化の加速と推進（ADEUS）計画の実施による、生産過剰の現状を解消するための措置の強化

5 D－長期にわたる従業員給付義務に関するリスク

緊急性：中

a) 状況

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（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記15「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。

2025年12月31日現在、EDFの従業員給付債務をカバーする資産の34%、すなわち3.2十億ユーロが株式に投資されていた。

2025年12月31日現在、EDF Energyの確定給付年金基金であるEDFグループ（EDFG）は、株式および株式ファンド（分散型成長ファンドを除く。）への配分比率を6.8%に引き上げており（2024年は5.8%）、その額は369百万英ポンドであった。

b) 主要なリスク

- ・利用される仮定および規則は調整される可能性があり、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。

- ・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。

c) 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

2025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) ③ (iii) 純負債額」を参照。

③ シンジケート・ローン

2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.4.1「流動性リスク」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 経済環境

(i) 欧州における電力市場価格

(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
2025年のベースロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	61.1	94.4	115.9	82.6
2025年/2024年の ベースロード平均価格の変動	5.8%	9.9%	6.8%	17.3%
2025年のピークロード 平均価格 (ユーロ/MWh)	62.4	103.4	121.1	83.7
2025年/2024年の ピークロード平均価格の変動	-2.8%	7.2%	4.5%	7.8%

数値は、小数第1位未満を四捨五入している。2025年/2024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、-118.0ユーロ/MWhから473.3ユーロ/MWhの間で変動した。平均スポット価格は、2024年よりも3.3ユーロ/MWh高かった。かかる上昇は主に、スポット価格が2024年度第1四半期の平均62.9ユーロ/MWhに対して、2025年度第1四半期には平均99.8ユーロ/MWhに達したことによるものである。

かかるスポット価格の上昇は、以下の需給バランスの要因によるものである。

- ・発電量は、水力発電量の減少にもかかわらず、原子力発電量および太陽光発電量の増加を含めて、合計544TWh（出典：RTE—2026年1月2日現在の暫定数値）とわずかに増加（2024年から約1%増加）した。
- ・ガス価格のわずかな上昇（フランスにおけるガスの参照指数であるPEGスポット指数は、2024年から2025年の間に3.5%増加）および炭素権価格の著しい上昇（年度（Y）の12月に引渡し of 二酸化炭素価格は、2024年と比較して平均+11.9%）
- ・安定した需要：2025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440.7TWh（2024年と比較して+0.6TWh）であった。

フランスでは、2025年、再生可能エネルギー設備容量が増加する一般的状況の中で、再生可能エネルギーの生産量が多く需要が少ない時に、スポット価格がマイナスまたはゼロになる時間が多く記録された。具体的には、2024年は560時間であったのに対して、2025年にスポット価格がマイナスまたはゼロとなった時間は735時間であった。

他の欧州諸国もコモディティ価格の上昇の影響を受け、2025年の電力スポット価格を押し上げた。

(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
2026年年次契約に基づく2025年のベースロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	60.9	90.5	106.4	85.0
年度 (Y) + 1 の年次契約に基づく2025年/2024年のベースロード平均先物価格の変動	-20.5%	-3.9%	-1.5%	-0.1%
2026年年次契約に基づく2025年12月29日現在のベースロード先物価格 (ユーロ/MWh)	50.8	85.8	102.4	77.5
2026年年次契約に基づく2025年のピークロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	69.3	101.4	112.0	n.a.
年度 (Y) + 1 の年次契約に基づく2025年/2024年のピークロード平均先物価格の変動	-23.1%	-4.4%	-2.6%	n.a.
2026年年次契約に基づく2025年12月29日現在のピークロード先物価格 (ユーロ/MWh)	53.5	95.1	107.1	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。2025年/2024年の変動は正確な値から算出される。

2025年の年次契約に基づく（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、フランスをはじめとする西欧諸国で下落した。

2025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（CAL 2026）は、2024年（CAL 25）と比較して15.8ユーロ下落し、60.9ユーロ/MWhとなった。この価格は47.9ユーロ/MWhから75.0ユーロ/MWhの間で変動し、50.8ユーロ/MWhで年を終えた（比較対象として、2024年は、2025年のカレンダー商品が90.3ユーロ/MWhでピークに達した。）。

2026年引渡予定の先物価格は、主に2025年のガス、石炭および二酸化炭素価格の動きに追随したが、ガス価格の下落および二酸化炭素価格の上昇という対照的な影響により、最終四半期に見られたガス価格の下落は、電力およびガスの生産コストの減少よりも顕著であった。

欧州で最も流動性の高い市場であるドイツの1年先の年次カレンダー商品価格との差は、-17.3ユーロ/MWhから-38.3ユーロ/MWhの間で変動し、2024年度下半期に観測された上昇傾向が続いた。これは、市場関係者が実現スポット価格に反応したことによるものであり、2025年のフランスのスポット価格は、ドイツのスポット価格よりも平均28.3ユーロ/MWh低かった。

(ii) 天候：フランスにおける気温および水利条件

(イ) フランスの気温

2025年のフランスにおける平均気温は13.5℃で、2024年より0.2℃高く、平年を0.8℃上回った。特に顕著なのは4か月で、2025年の4月および6月は、2024年と比べてそれぞれ1.4℃および3.5℃暖かく、2月および10月はそれぞれ2.7℃および1.1℃涼しかった。その他の月の前年比は、±1℃の範囲内であった。

平年の気温と比較すると、6月（+2.8℃）、12月（+1.8℃）、8月（+1.5℃）および4月（+1.4℃）は1℃超の差があった。

(ロ) フランスにおける降雨量、積雪量および水力条件

2025年は降水量が全般的に不足し、降雪量は1月を除いてすべての山脈で平年を下回った。この状況は、貯水量が過去20年間で最高水準にあった2024年とは大きく対照的であった。EDFの設備では、2024年の流量係数は1.26であったのに対し、2025年は0.96であった。

2025年の水力条件の悪化は、（12月26日から気温が季節的な基準を下回ったことによる）年末の十分な水力発電量と相まって、貯水量の減少を説明している。水力発電の貯水量は2026年1月1日現在で全容量の55.2%（2025年1月1日現在は68.8%）となり、過去平均（1986年から2024年までの期間）を8.2ポイント下回った。

② 2025年の実績

(i) 主要なデータ

本書中の財務情報は、EDFグループの2025年12月31日現在の連結財務書類から作成されている。

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
売上高	113,266	118,690	△5,424	-4.6	-4.3
EBITDA	29,256	36,523	△7,267	-19.9	-19.2
営業利益 (EBIT)	13,104	18,327	△5,223	-28.5	-27.3

連結会社の税引前利益	11,529	17,395	△5,866	-33.7	-32.5
EDFの純利益	8,367	11,406	△3,039	-26.6	-25.8
非経常項目を除く純利益	9,601	15,233	△5,632	-37.0	-36.5
当グループのキャッシュ・フロー	2,865	3,868	△1,003	-25.9	n.a.
純負債額	51,496	54,346	△2,850	-5.2	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(ii) フランスにおける発電

フランスにおける原子力発電量は、2024年から11.3TWh増加して合計373.0TWhとなった。かかる増加は、稼働している原子炉の良好な供給力、適切に管理された計画内の供給停止および33TWhの高変調を反映している。

フランスにおける水力総発電量（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、2025年は34.1TWh（2024年は42.9TWh、すなわち8.8TWhの減少）であった。）は、8.0TWh減少して合計42.6TWhとなった。かかる低迷は主に、2025年の水力条件が、2024年の例外的に良好な水力条件よりも悪化したことに起因するもので、発電所供給力が良好であったため限定的であった。

2025年の火力発電所の利用は、2024年の2.7TWhをわずかに上回って、3.1TWhとなった。

2025年における最終顧客への販売量は、6.8TWh減少した（気候およびうるう年による影響を除く。）。これは、主に単位消費量の低下による1.2TWhの減少（2024年はうるう年により1日多かったことに伴う0.7TWhの減少を含む。）によるものである。もう1つの要因は、特にビジネス市場での競争激化を反映した5.0TWhの顧客ポートフォリオの減少である。天候の影響は、2025年よりも2024年の方が全体的に気温が穏やかであったことから、+2.6TWhと推定される。

EDFは、卸売市場において91.1TWhに及ぶ純売手であり、また2024年においても82.1TWhに及ぶ純売手であった。

(iii) 環境面および社会面のパフォーマンス

環境および社会活動はパフォーマンスと連動しており、2035年目標の企業計画およびEDFグループのレゾナントルである「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」に含まれている。

当グループの純炭素排出量は、火力発電所の使用の減少および暖房ネットワークの脱炭素化の進展を反映して、2025年も引き続き減少した。当グループによる総排出量は、直接（スコープ1）排出量が二酸化炭素換算で15百万トン（2024年は二酸化炭素換算で16.8百万トン）に減少したこともあり、2024年から二酸化炭素換算で7.4百万トン減少して、二酸化炭素換算で83.3百万トンとなった。炭素強度（当グループの発電所および熱供給設備の発電量に対する二酸化炭素の直接排出量の比率）は二酸化炭素換算で26.5g/kWhと過去最低を記録したが、これは、低炭素電力および低炭素熱（特に原子力エネルギーおよび非水力再生可能エネルギー）の発電量増加に加えて、火力発電所の使用が減少したためである。

休業災害度数率（LTIR）：当グループ全体のLTIRは、12か月間において業務中に発生し、1日以上の上休業につながった（従業員または請負業者に影響する）事故の件数を百万労働時間当たりで表したものである。これは、休業災害の件数に百万を乗じた値を、従業員の労働時間で除して算出される。

2025年の当グループのLTIR（従業員＋請負業者）は1.6で、2024年と比較して安定しており、当グループの目標に沿っている。全体のLTIRは、2019年以降着実に下落傾向にあり、これは従業員および請負業者に対する事故防止キャンペーンの成果を示している。

(iv) 売上高

2025年の売上高は、2024年と比較して5,424百万ユーロ減少し、113,266百万ユーロとなった。外国為替の変動による影響（－398百万ユーロ）および連結範囲の変更による影響（＋119百万ユーロ）を除いて、売上高は4.3%の本業の減少を計上した。

売上高の内訳は、セグメント間消去を除き、セグメントごとに示されている。

2025年中の連結範囲の変更および（旧「EDF Renewables」事業セグメントおよび「その他国外」セグメントから移管された、または移管予定の事業体からなる新セグメント「EDF power solutions」の創設に伴う）新しい事業セグメントに関する詳細は、2025年度の連結財務書類の注記3「連結範囲」および注記4「セグメント報告」に記載されている。

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
フランスー発電と供給 ⁽¹⁾	42,668	50,966	△8,298	-16.3	-16.3
フランスー規制業務 ⁽²⁾	21,331	20,071	1,260	6.3	6.3

EDF power solutions	5,358	6,724	△1,366	-20.3	-18.7
Dalkia	6,121	6,018	103	1.7	1.9
産業およびサービス	6,359	5,173	1,186	22.9	15.8
英国	16,186	17,498	△1,312	-7.5	-6.0
イタリア	17,396	15,223	2,173	14.3	14.8
その他	5,626	4,865	761	15.6	16.1
セグメント間消去	△7,779	△7,848	69	-0.9	-2.9
グループ売上高	113,266	118,690	△5,424	-4.6	-4.3

- (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。配電網業務は、TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) を介して規制されている。

フランスー発電と供給

2025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、8,298百万ユーロの減少となった。

供給事業においては、主にキャプチャー価格の不利な変動により、最終顧客に対する売上高は9,219百万ユーロ減少した。この減少傾向は、市場価格契約に基づく顧客からの売上高および2025年2月1日の料金改定（住宅用顧客に対する規制販売料金は税抜きで22.6%、税込みで15.0%引き下げられた。）を受け、規制料金契約に基づく顧客からの売上高の減少を反映している。

2024年の供給事業売上高のうち、CSPE補償制度（「料金凍結」上限価格および電力「緩衝措置」メカニズム）に関連し、その他の営業収益および営業費用に計上されていた部分は、2025年に消滅した。

購入義務に基づく電力の再販売は、2024年と比較して2025年には供給実現価格が低下したため、2,551百万ユーロ減少した。EBITDAへの影響は、CSPEメカニズムが購入義務に関する純費用を補填するため、限定的であった。

これらの影響は、スポット価格の動向を踏まえた発電量の改善および短期投資の最適化により市場収益が4,273百万ユーロ増加したことにより一部相殺された。

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の1,260百万ユーロの本業の増加は、主として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1,776百万ユーロ増加したことによるもので、TURPE配電料金の連続的な指数調整（2024年11月1日以降は税抜きで+4.8%、2025年2月1日以降は+7.7%、また、2025年8月1日以降は-1.9%）を反映している。

EDF power solutions

EDF power solutionsセグメントの売上高の1,255百万ユーロの本業の減少は、主にLuminusにおけるB2B電力契約の失効（-531百万ユーロ）および2024年12月にブラジルにあるEDFのノルテ・フルミネンセ発電所に係る電力購入契約が予定どおり終了したこと（-645百万ユーロ）により説明される。

Dalkia

Dalkiaの売上高の113百万ユーロの本業の増加は、主としてフランスおよび国外における事業成長ならびにガス価格の上昇に起因する。

産業およびサービス

Framatome単体の売上高は、フランスおよび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ならびに米国における設置基盤および計装制御の事業数が増えたことにより、2024年と比較して619百万ユーロの本業の増加（+13.3%）となり、2025年は5,372百万ユーロとなった。

Arabelle Solutions単体の売上高は、990百万ユーロであった。

英国

英国セグメントにおける売上高の1,050百万ユーロの本業の減少は、主に、電力の顧客向け販売価格が下落したことの影響によるものである。

イタリア

イタリアセグメントにおける売上高の2,257百万ユーロの本業の増加は、イタリアにおけるガスおよび電力消費量の増加によるものである。

その他

その他セグメントにおける売上高の781百万ユーロの本業の増加は、主としてガス事業に関連している。ガス事業の売上高は、2025年の供給量が2024年を上回ったことにより、1,242百万ユーロ（2024年から45.8%増）の本業の増加を記録した。これは、2024年よりもボラティリティが低下し、価格が低いという不利な市場環境下でEDF Tradingの利幅が453百万ユーロ（－23.7%）の本業の減少となったことにより相殺された。

(v) EBITDA

2025年におけるEBITDAは、2024年の36,523百万ユーロから7,267百万ユーロ減少し、29,256百万ユーロとなった。これは、市場価格が低下する中、水力発電量が減少したにもかかわらず、フランスにおける原子力発電量の増加および規制業務の成長による恩恵を受けたことによるものである。

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、7,028百万ユーロの本業の減少となった。

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
フランスー発電と供給	14,592	20,950	△6,358	-30.3	-30.3
フランスー規制業務	7,522	5,576	1,946	34.9	34.9
EDF power solutions	1,377	2,242	△865	-38.6	-35.8
Dalkia	472	425	47	11.1	11.1
産業およびサービス	256	118	138	116.9	162.7
英国	2,268	3,485	△1,217	-34.9	-33.1
イタリア	1,308	1,762	△454	-25.8	-23.1
その他	1,461	1,965	△504	-25.6	-25.0
グループEBITDA	29,256	36,523	△7,267	-19.9	-19.2

フランスー発電と供給

本セグメントのEBITDAは6,358百万ユーロ減少した。これは主として販売価格の低下による影響（－5.7十億ユーロ）に起因する。また、当該減少は主に、規制販売料金については、42ユーロ/MWhのARENH価格を除き、調整後の2年間の平均先物市場価格が、2024年の192ユーロ/MWhに対して103ユーロ/MWhであったこと、またARENHの上限価格が、2024年の102ユーロ/MWhに対して2025年は74ユーロ/MWhであったことによるものである。

例外的な高水準となった2024年を経て、水力発電量が減少したこともまた、EBITDAの減少（－1.3十億ユーロ）に寄与した。かかる影響は、原子力発電量の増加（＋0.7十億ユーロ）により一部相殺された。

フランスー規制業務

1,946百万ユーロのEBITDAの増加は、主にEnedis（＋1,860百万ユーロ）によるものである。これは主として、TURPE料金の変動（TURPE 6 配電料金につき、2024年11月1日以降は＋4.8%の指数調整、また、2025年2月1日以降は＋7.7%の指数調整。TURPE 7 配電料金につき、2025年8月1日以降は－1.92%の指数調整。）、および市場価格が2024年よりも下落する中で行われたネットワーク損失をカバーするためのエネルギー購入（0.5十億ユーロ）によってもたらされた、推定約1.6十億ユーロのプラスの価格効果によるものである。

EDF power solutions

EDF power solutionsセグメントのEBITDAは、2024年より865百万ユーロ減少した。

法人としてのEDF power solutions（旧EDF Renewables）のEBITDAは520百万ユーロ減少した。これは、とりわけ2024年に米国およびブラジルの発電所で実施された大規模な事業を踏まえたポートフォリオの入れ替えにより説明される。

ベルギーにおける96百万ユーロのEBITDAの減少は、主にマイナスの価格効果、発電量の減少および原子力引当金の3年ごとの見直しに起因する。

ブラジルにおけるEBITDAは214百万ユーロ減少した。これは、2024年12月にEDFのルテ・フルミネンセ発電所に係る電力購入契約が終了したことに起因する。同発電所の売却契約は2025年末に締結された。

Dalkia

Dalkiaの47百万ユーロのEBITDAの増加は、フランスにおける販売および工事事業の業績、ならびに特に暖房ネットワークおよび当該産業における国際的なエネルギー効率化サービスおよび脱炭素化事業によるものである。かかる増加は、一部のコジェネレーションガス発電所の停止に伴う事業レベルの低下を相殺した。

産業およびサービス

英国のサイズウェルCプロジェクトの受注ならびに米国における設置基盤および計装制御事業の成長がFramatomeのEBITDAの増加の要因となった。2025年末現在の受注高は合計約5.9十億ユーロとなった。

Arabelle Solutions単体のEBITDAは、12百万ユーロ（－63百万ユーロのグループEBITDAへの寄与）となった。同社はベルフォール発電所を拡張し、生産能力を強化するため、2027年までに350百万ユーロ投資することを発表した。

英国

英国セグメントにおける1,217百万ユーロのEBITDAの減少は、予期せぬ停止の長期化（特にハートルプールの停止）およびメンテナンス計画の強化により原子力発電量が4.4TWh減少したこと、ならびに市場価格の低下により、原子力実現価格が影響を受けたことに起因する。

販売活動はまた、市場価格のボラティリティが低い中、より厳しい競争に直面している。

イタリア

イタリアにおけるガス事業の454百万ユーロのEBITDAの減少は、特に長期的なガス・ポートフォリオの最適化の機会の減少によるものである。

発電事業では、2024年における水力条件が非常に良好だった後の再生可能エネルギー発電量の減少は、火力発電量の増加により一部相殺された。

販売事業では、顧客数の増加に反してマージンが減少した。

その他

ガス事業における34百万ユーロのEBITDAの増加は、ガスの貯蔵事業における利幅が減少しているにもかかわらず、ダンケルクのターミナルとの契約におけるポジションを最適化したことによるものである。

価格の下落および不確実な市場を背景に、EDF TradingのEBITDAは減少したが、エネルギー危機以前の業績を上回る水準を維持している。

(vi) EBIT

2025年における当グループの連結EBITは、2024年から5,223百万ユーロ減少（5,010百万ユーロの本業の減少）して13,104百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)
EBITDA	29,256	36,523	△7,267	-19.9
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	△611	443	△1,054	-237.9
減価償却費および償却費（純額）*	△12,451	△11,970	△481	4.0
減損(△)/戻入	△4,165	△1,835	△2,330	127.0
その他の収益および費用	1,075	△4,834	5,909	-122.2
EBIT	13,104	18,327	△5,223	-28.5

* 委譲資産の取替引当金の純増を含む。

(イ) 減損(△)/戻入

2025年に認識された減損は合計4,165百万ユーロとなり、以下の資産に係る減損純額を含む。

- ・英国セグメント（3,578百万ユーロ）：うち3,552百万ユーロはヒンクリー・ポイントC（HPC）プロジェクトに関連するものである（同プロジェクトの費用およびスケジュールの見直し、サイズウェルCに恩恵をもたらしたHPCプロジェクトの専門知識およびシリーズ効果に対してヒンクリー・ポイントCに支払われた1,613百万ユーロの受領後における差額決済契約の行使価格の引き下げならびに加重資産平均コストの上昇に起因する。）。
 - ・EDF power solutionsセグメント（359百万ユーロ）
 - ・フランスー発電と供給セグメント（177百万ユーロ）
- 減損テストの原則および結果については、2025年度の連結財務書類の注記9.7「減損／戻入」に記載されている。

(ロ) その他の収益および費用

2025年のその他の収益および費用は、1,075百万ユーロの純収益となった。当該収益は主に、サイズウェルCからヒンクリー・ポイントCへの支払い（1,613百万ユーロ）、Edisonが自身のガス貯蔵資産（Stoccaggio）をSnam SpAに売却したことによる利益（152百万ユーロ）およびイタリアにおける環境訴訟に関連して計上された引当金（－390百万ユーロ）によるものである。

(vii) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△3,377	△4,094	717	-17.5
割引の影響	△3,428	△3,190	△238	7.5
その他の金融収益および費用	5,230	6,352	△1,122	-17.7
金融損益	△1,575	△932	△643	69.0

2025年の金融損益は、2024年から643百万ユーロの費用増となり、－1,575百万ユーロの費用となった。これは、以下の要因によるものである。

- ・2025年の株式市場の低迷（推定－1.1十億ユーロの影響）を反映して、専用資産ポートフォリオのパフォーマンスが低下したこと（2024年は10.8%であったのに対して6.8%）。専用資産によってカバーされる原子力引当金は108.8%であった（2024年12月31日現在は104.7%）。
- ・金利低下の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、717百万ユーロ削減されたこと。2025年12月31日現在の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日現在は3.85%であったのに対して、3.40%となった。
- ・主として、原子力引当金の算出基準の拡大に起因して、割引の解消コストが238百万ユーロのコスト増となったこと。2024年と同様に、2025年の当該コストには実質割引率の10ベシス・ポイント上昇による有利な影響が織り込まれている（現金への影響はない。）。

非経常項目を除く金融損益は、378百万ユーロ改善して、－3,332百万ユーロとなった。除外された非経常項目には、主に1,902百万ユーロの専用資産ポートフォリオの公正価値の変動が含まれている。

(viii) 純利益

非経常項目を除く純利益は、主にEBITDAの減少（－7,267百万ユーロの影響）により、2024年の15,233百万ユーロから5,632百万ユーロ減少して、9,601百万ユーロとなった。税金費用は、特にフランスの法人税に対する臨時の特別課税の影響を反映して実効税率が31.6%であったにもかかわらず、純利益に連動して1,246百万ユーロ減少した。

非経常項目を除く純利益は、IFRSに定義されておらず、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）を除く当グループの純利益持分に相当する（2025年12月31日現在の連結財務書類の注記18.1「非経常項目を除く純利益」を参照。）。

当グループの純利益持分（EDFの純利益）は、2024年の11,406百万ユーロから3,039百万ユーロ減少して、8,367百万ユーロとなった。かかる減少は、EBITDAの減少および税引後の以下の非経常項目に起因するものである。

- ・ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの価値に対する2.5十億ユーロの減損。これは主に、サイズウェルCの最終投資決定後に差額決済契約の行使価格が3英ポンド／MWh下落して89.5英ポンド／MWh（2012年の英ポンド換算額）となったことに起因するが、サイズウェルCに恩恵をもたらしたプロジェクトの専門知識およびシリーズ効果に対するヒンクリー・ポイントCへの1.6十億英ポンドの支払い、ならびに電気機械工事による1号機の試運転開始の12か月の遅延により、完全に相殺された。

- ・金融商品の公正価値の変動および株主貸付の評価損（－827百万ユーロ）
- ・コモディティのボラティリティの変動（－772百万ユーロ）

③ キャッシュ・フローおよび純負債額

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)
EBITDA	29,256	36,523	△7,267	-19.9
EBITDAに含まれる非貨幣性項目の消去 ⁽¹⁾	1,002	△1,522	2,524	-165.8
EBITDA (現金)	30,258	35,001	△4,743	-13.6
運転資本の変動	2,079	△1,452	3,531	-243.2
純投資 ⁽²⁾	△24,026	△22,402	△1,624	7.2
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。）	1,252	53	1,199	n.a.
営業キャッシュ・フロー	9,563	11,200	△1,637	-14.6
資産売却	868	9	859	n.a.
法人所得税支払額	△2,668	△3,384	716	-21.2
金融費用支出（純額）	△1,796	△2,362	566	-24.0
専用資産	△136	△344	208	-60.5
現金支払配当金	△2,966	△1,252	△1,714	136.9
当グループのキャッシュ・フロー	2,865	3,868	△1,003	-25.9
ハイブリッド債の発行	1,236	1,728	△492	-28.5
ハイブリッド債の償還	△1,234	△3,742	2,508	-67.0
その他の貨幣的変動	147	△523	670	-128.1
純負債額の増加(△)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	3,014	1,332	1,682	126.3
為替レート変動による影響	177	△240	417	-173.8
その他非貨幣的変動による影響	△342	△1,057	715	-67.6
継続事業の純負債額の増加(△)/減少	2,849	35	2,814	n.a.
期首における純負債額	54,346	54,381	△35	-0.1
期末における純負債額	51,496	54,346	△2,850	-5.2

(1) 非貨幣性項目には、EDF Tradingの公正価値の変動1,869百万ユーロが含まれる。

(2) 純投資は、成長のための営業投資および金融投資の純処分額である。また、純投資には、証券の取得時または処分時に取得もしくは譲渡された純負債額、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。

(i) 営業キャッシュ・フロー

営業キャッシュ・フローは、9,563百万ユーロとなった。これは、主に、フランスにおける規制業務および非規制業務ならびにトレーディング業務から生じた現金のほか、サイズウェルCに恩恵をもたらしたプロジェクトの専門知識およびシリーズ効果に対する1.6十億英ポンドの支払いを受領したことを反映したものである。

必要運転資本は2,079百万ユーロ減少したが、その要因は主に以下のとおりである。

- ・価格の下落に伴う営業債権の減少による、3,498百万ユーロの改善
- ・CSPEメカニズムに基づく料金補償の不足に関連する1,400百万ユーロの減少

(イ) 純投資

純投資（資産の売却を除く。）は、主にヒンクリー・ポイントCプロジェクトおよびEPR 2プログラムならびに電力網の拡張および気候変動への適応により、2024年から1,624百万ユーロ増加して、24,026百万ユーロに達した。2024年の純投資には、Arabelle SolutionsおよびFramatomeにおけるAssystemの持分5%の取得に係る0.9十億ユーロが含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2025年	2024年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給	7,865	8,471	△606	-7.2

フランスー規制業務	6,524	5,582	942	16.9
EDF power solutions	1,650	2,020	△370	-18.3
Dalkia	455	391	64	16.4
産業およびサービス	822	511	311	60.9
英国	5,908	5,007	901	18.0
イタリア	703	612	91	14.9
その他	99	△192	292	-152.1
純投資	24,026	22,402	1,624	7.2

フランスー発電と供給セグメントによる純投資は、主に、2024年のArabelle Solutionsの原子力事業の取得ならびにFramatomeにおけるAssystemの持分の取得と同等の事象が、2025年には生じなかったことにより、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）の増加によってかかる影響が一部相殺されたものの、606百万ユーロの減少となった。

フランスー規制業務セグメントによる純投資は、942百万ユーロ増加した。かかる増加は、主に電力網の接続、強化および近代化に係る作業の増加、ならびに島部事業のラリヴォ発電所プロジェクトに起因している。

新セグメントであるEDF power solutionsの純投資は、主に既存資産に係る借換えにより370百万ユーロ減少した。

英国セグメントにおける純投資の901百万ユーロの増加は、現在進行中のヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る0.7十億ユーロおよびサイズウェルCに関する0.3十億ユーロのプラス効果（0.6十億ユーロの開発費用の払戻しおよびー0.3十億ユーロの再投資を含む。）によるものである。サイズウェルCプロジェクトは、2024年12月に連結除外となった。

産業およびサービスセグメントの純投資は、Framatomeの外部成長のための取引（ValseveおよびSegaultの取得）により、311百万ユーロ増加した。その他セグメントの純投資では、2024年にEDF IGが外部から受けた融資に相当するものが2025年にはなかったため、292百万ユーロ増加した。

(ii) 当グループのキャッシュ・フローおよび純負債額のその他の内訳

2025年の当グループのキャッシュ・フローは、2024年は3,868百万ユーロであったのに対して、2,865百万ユーロであった。かかる変動は、9,563百万ユーロの営業キャッシュ・フロー、イタリアにおけるガス貯蔵事業（Stoccaggio）およびElpedisonのEdisonによる売却とEdisonの探鉱および生産事業（Cassiopea）の売却に伴い受領した価格調整額の合計852百万ユーロ、ならびにフランス政府に対する2,000百万ユーロの剰余金の分配によるものである。

(イ) 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2025年にはー136百万ユーロとなり、その内訳は以下のとおりである。

- ・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
- ・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

規制上の計算に基づき、2025年12月31日現在の専用資産による引当金のカバー率は、2024年は104.7%であったのに対して、108.8%となっている。カバー率が100%を超えていたため、EDFは2025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。

(ロ) 配当金およびその他の分配

2025年に当グループは2,966百万ユーロの支払いを行い、その内訳は以下のとおりである。

- ・唯一の株主であるフランス政府に対して2,000百万ユーロ（剰余金に計上）
- ・永久劣後債の保有者に対して533百万ユーロ
- ・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433百万ユーロの配当

(ハ) 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177百万ユーロの好影響を与えた。これは主にユーロに対する米ドルおよび英ポンドの下落（英ポンドはユーロに対して4.98%下落し、2024年12月31日現在の1.2060ユーロ／1英ポンドから2025年12月31日現在には1.1460ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して11.58%下落し、2024年12月31日現在の0.9626ユーロ／1米ドルから2025年12月31日現在には0.8511ユーロ／1米ドルとなった。）によるものである。

その他非貨幣的変動による影響は、2024年は－1,057百万ユーロであったのに対して、2025年は－342百万ユーロとなった。これは主に、新規リース（IFRS第16号）、債務の公正価値の変動および金融負債に係る利息により構成される。2024年からの変動の主な要因は、他の通貨に対するユーロの上昇に伴う債務の公正価値の変動である。

(iii) 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。

純負債額は2025年12月31日現在51,496百万ユーロとなり、2024年末から2,850百万ユーロの減少となった。かかる減少は、主に当グループのキャッシュ・フローがプラスであったことに起因する。

EDFは、拡大されたグリーン・ファイナンス・フレームワークの下、英国のヒンクリー・ポイントCを含む原子力事業および再生可能エネルギー事業の事業開発資金を調達するために、4.9十億ユーロ超のグリーンボンドを発行した。

S&PによるEDFの発行体格付は、2026年1月にBBB+（安定的見通し）に格上げされた。

(イ) 純負債額の内訳

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日	2024年12月31日
借入金およびその他の金融負債 ⁽¹⁾	84,238	81,802
負債をヘッジするデリバティブおよび支払われたマージンコール ⁽²⁾	△415	△1,872
現金および現金同等物	△7,641	△7,597
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△24,700	△17,999
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	14	12
純負債額	51,496	54,346

(1) 2025年12月31日現在、負債をヘッジするデリバティブについて受領した1,094百万ユーロのマージンコールが含まれる（2024年12月31日現在は1,639百万ユーロ）。

(2) 2025年12月31日現在、この項目には、「借入金およびその他の金融負債」に含まれる、負債をヘッジするデリバティブに支払われた－902百万ユーロのマージンコールが含まれる（2024年12月31日現在は「現金および現金同等物」に含まれる－151百万ユーロだが、比較情報では再表示されていない。）。

(口) 純負債額の変動

(単位：十億ユーロ)

2024年12月31日	54.3	
EBITDA(現金)	-30.3	営業キャッシュ・ フロー：+9.6
必要運転資本およびその他 ⁽¹⁾	-3.3	
純投資 ⁽²⁾	+24.0	
資産売却	-0.9	キャッシュ・ フロー：+2.9
金融費用(純額)および専用資産	+1.9	
法人所得税支払額	+2.7	
配当金 ⁽³⁾ およびハイブリッド取引 ⁽⁴⁾	+3.0	
その他	-0.1	
2025年12月31日	51.5	

- (1) 運転資本の変動に関する2.1十億ユーロおよびサイズウェルからの支払いに相当する1.6十億英ポンド(ヒンクリー・ポイントCのノウハウおよびシリーズ効果)が含まれる。
- (2) 補助金および資産ポートフォリオの入れ替えを含む純投資。
- (3) うち2十億ユーロは、フランス政府に対する発行プレミアムの分配。
- (4) 2013年1月29日および2014年1月22日に発行されたハイブリッド債の償還が2025年12月16日に発表されたことを受け、これらの発行残高の総額0.5十億ユーロはその他の金融負債に再分類された。

④ 業績見通し

2026年の堅調なEBITDAは、市場価格の下落を背景に、減少する見込みである。

フランスにおける原子力発電量は、2026年および2027年は350TWhから370TWh、2028年は345TWhから375TWhになる見込みである。

2027年目標—確認済み(2026年1月1日現在の連結範囲、為替レートならびに法令および規則に基づき、2026年および2027年のフランスの原子力発電量(フラマンビル3を含む。)が350TWhから370TWhになるという前提の場合)

- ・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

⑤ 報告期間後の事象

決算後の事象については、2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23に記載されている。

⑥ 財務書類承認後の事象

- ・2026年3月16日、EDFグループは、J&F SA groupの子会社であるÂmbar Energiaへのブラジルのノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス火力発電所の売却が完了したと発表した(EDFの2026年3月16日付プレスリリース「EDFグループ、ブラジルのノルテ・フルミネンセCCGT発電所を売却」を参照。)。かかる取引は必要な規制承認をすべて取得した上で完了し、金額は1.4十億ブラジル・レアル、すなわち約230百万ユーロであった。
- ・2026年3月27日、EDFとTotalEnergiesは、TotalEnergiesのフランスの精製および化学用地への低炭素電力供給を確保するために、2028年1月1日から12年間の原子力発電割当契約(CAPN)を締結した(EDFの2026年3月27日付プレスリリース「TotalEnergies、フランスの精製および化学用地への低炭素電力供給を確保するため、EDFと長期的なパートナーシップを締結」を参照。)。EDFは、自社の原子力発電所の容量の一部を同グループに割り当て、400MWの推定必要量の約60%をカバーする。かかる契約により、EDFは、発電量の変動に伴うリスクおよびコストを分担することが可能になる一方、資産の運用についてはEDFが単独で責任を負うことになる。

⑦ 後発事象

(i) 2026年4月8日—設立80周年を記念し、EDFはフランス国内の電化を具体的に加速させるため、240百万ユーロを投じる

EDFは、80年にわたりすべてのフランス国民にサービスを提供することに尽力し、消費者や産業関係者によるヒートポンプおよび電気大型貨物車の購入、ならびに電力を消費するフランスの産業設備を支援するために240百万ユーロを投じる。

EDFは、直接的な拠出およびその他のパートナーが参加し得る支援基金に基づく240百万ユーロの資金拠出を通じて、フランスにおける電気ソリューションへの移行を加速させることに尽力している。

- ・ガスまたは石油ボイラーに代えて、フランスおよび欧州の最高基準を満たすヒートポンプ（HP）を設置する場合、マプリム・レノヴ（*MaPrimeRénov'*）などの既存の制度と合わせて、支援基金から80,000の低所得者世帯に対して一律1,000ユーロの補助金が支給される。政府補助金のサポートにより、ヒートポンプがガスボイラーに代わる経済的に明白な選択肢となる。
- ・この支援基金を通じて、ディーゼルトラックから電気大型貨物車に乗り換える運送事業者に対し、30百万ユーロの購入補助金が（中小企業1社当たり最大2台まで）支給される。1台当たりの平均補助額は15,000ユーロとなる。さらに、3年以内にフランス本土全域に長距離電気トラック用の充電スタンドを180か所設置するため、50百万ユーロが割り当てられる。これらの充電スタンドは誰でも利用可能であり、運転手は走行ルート上で車両に充電できるようになる。
この支援基金を利用する一般家庭および運送事業者は、jepassealelectrique.frを参照。
- ・80百万ユーロは、フランスで電力を消費する新産業の設備におけるプロジェクトの支援に充てられる。EDFは、送電網接続済みのターンキー・サイトを提供し、産業設備の立ち上げスケジュールを短縮する。

(ii) 2026年4月9日－Cigéoプロジェクトの産業基準コストを評価する省令

Cigéoプロジェクトの実施に係る費用に関する2026年3月30日付省令が、2026年4月1日付官報において公布された。Cigéoは、高レベル放射性廃棄物および長寿命中レベル放射性廃棄物のためのフランスにおける深地層処分プロジェクトであり、放射性廃棄物管理庁（ANDRA）が主導している。

Cigéoプロジェクトの資金は、関係する原子力事業者（EDF、CEA、Orano）から提供される。このプロジェクトに関連する将来の支出に対する引当金は、ANDRAが提出したデータから省令上で見積られた費用に基づいて計算される（この費用は、プロジェクト固有の税制に基づくものであり、高レベル放射性廃棄物および長寿命中レベル放射性廃棄物の長期管理ソリューションの実施費用に関する2016年1月15日付政令において定められている前回の評価水準に暫定的に維持される。この税金の水準は、施設の建設を認可する命令が公布される前に定められる。）。この見積りは、プロジェクト開発の主要な段階（進行の合意、試運転、「パイロット操業フェーズ」の完了、定期点検）において更新される。

この新たな評価の公表後、EDFは、2025年12月31日に終了した年度の財務書類で使用している見積りと比較して、引当金の水準に重大な影響はないと予想している。

(iii) 2026年4月15日－EDFは額面金額2.75十億米ドルのマルチ・トランシェ・シニアボンドの発行に成功したことを発表した

2026年4月15日にEDF（S&P BBB+ 安定的／ムーディーズ Baa1 安定的／フィッチ BBB+ 安定的）は、額面金額2.75十億米ドルのシニアボンドの3トランシェ（「本米ドル建て社債」）の価格決定に成功した。

- ・1.25十億米ドルの10年満期、固定利率5.250%の社債
- ・1十億米ドルの30年満期、固定利率6.125%の社債
- ・500百万米ドルの40年満期、固定利率6.250%の社債

この発行は投資家から大きな関心を集め、募集額に対して3倍を超える申込みがあった。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。

本米ドル建て社債の決済および引渡しは2026年4月22日に行われ、同日にルクセンブルク証券取引所が運営するユーロMTFのマルチラテラル・トレーディング・ファシリティにおいても本米ドル建て社債の取引が認められる。

本米ドル建て社債の予想格付は、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。

(iv) 2026年4月26日－EDFの子会社であるArabelle Solutionsがフランスに新しい熱交換器工場を建設

フランスのエネルギー担当大臣であるモード・ブレジョン氏とフランスの産業担当大臣であるセバスチャン・マルタン氏による合同視察に合わせ、EDFは、シャロン・シュル・ソーヌ（フランス）に20,000平方メートルの新工場を建設するために、子会社であるArabelle Solutionsが約100百万ユーロを投資することを発表した。同工場は、フランス国内の6基のEPR2原子炉および追加で建設される可能性のある8基のEPR2原子炉ならびに海外での新規建設計画向けに熱交換器を製造する予定である。この投資により、2030年までに約160の現地雇用が創出される見込みである。

同工場は、発電を行う原子力発電所のタービンホールにおける熱交換を最適化するために設計された主要な機器を製造する。これには、湿分分離再加熱器や高圧・低圧ヒーターなどが含まれる。最初の機器製造は、2030年に開始される予定である。シャロン・シュル・ソーヌにあるArabelle Solutionsは、毎年、原子力発電所向けにこの機器のすべてを供給する生産能力を持つことになる。

このプロジェクトはArabelle Solutionsの投資計画の一部を構成するものであり、2026年1月に発表されたベルフォール（フランス）の施設への投資に基づいている。これらの投資は、フランスの生産チェーンを通じて将来のEPR 2 原子力発電所の設備を確保するのに役立つ。Arabelle Solutionsは、原子力発電所のタービンホール用機器一式を供給および統合できるようになる。

(v) 2026年5月20日－Ardian、Artefact、Bull、EDF、Capgemini、the iliad Group、OrangeおよびScalewayが、それぞれの専門性を結集し、フランスにおける欧州AIギガファクトリーの候補として立候補する

Ardian、Artefact、Bull、Capgemini、EDFグループ、the iliad Group、OrangeおよびScalewayが、AIONコンソーシアムの中で提携し、欧州連合のAIギガファクトリーのイニシアチブに対するフランスへの大掛かりな入札を開始する。

今後数年間、EU経済の競争力は、利用可能かつ手頃な価格で、主権を有する大規模なコンピューティング・パワーにアクセスできるかどうかによって直接的に左右される。この課題は、産業的、財務的かつ戦略的なものであり、欧州の企業がパフォーマンス、費用および主権の観点で管理された条件下で、AIモデルを訓練、導入および運用できるようにすることである。

これがまさに、AIONコンソーシアムが提案したプロジェクトの目的である。

フランスの卓越性を結集し、世界をリードするAIインフラを構築

AIの急速な導入とコンピューティング・パワーの爆発的な需要に対応して、AIONは新世代の欧州のインフラを構築するために必要なすべての重要な技能を結集する。

このコンソーシアムは、スーパーコンピュータ、マイクロプロセッサ、量子コンピューティング・ソリューションならびに重要インフラ、エネルギー、クラウド・プラットフォーム、AI主権およびデータセンター・インフラの開発・運営に関する専門性、ならびにAIの導入能力、投資能力および産業ノウハウなど、バリュー・チェーン全体を網羅する幅広いベンチマーク企業の補完的な優位性を活用する。

AIONはまた、Le Crédit Agricole、Equans、Future4Care、GENCI、Hugging Face、INRIA、Kyutai、LightOn、Multiverse Computing、Nokia、Opcore、Quandela、PariSanté Campus、Schneider Electric、SiPearl、Sopra Steria、Verne、VSORAおよびZMLなどの顧客企業だけでなく、技術面、学術面および産業面のパートナーで構成される幅広いエコシステムを利用することができる。

フランスー欧州AIギガファクトリーを誘致するための戦略的選択

フランスには、この規模のインフラを誘致する独自の優位性がある。フランスは、主に原子力および水力からなるエネルギー構成により、豊富で手頃な価格の主権を有する低炭素電力を保有している。また、堅牢なデジタル・インフラ、ならびに特にデータセンター、クラウドサービスおよび高性能なコンピューティングなどのバリュー・チェーン全体にわたる定評ある専門性を有している。

フランスはまた、研究の質の高さ、世界クラスのテクノロジー企業の台頭ならびに科学界および産業界の人材の集結により、欧州で最もダイナミックなAIエコシステムの1つとしての地位を確立している。研究所から新興企業、大手最終顧客企業まで、フランスは欧州規模で競争力のあるAI産業を構築するために必要なあらゆる技能を結集している。

AIギガファクトリーを誘致することで、フランスは欧州の技術主権を強化し、民間企業および公共部門の企業によるAIの導入を加速させ、競争力およびイノベーションを推進するためのすべての条件を提供することが可能になる。

4つの柱に基づく目標

AIONコンソーシアムは、4つの基本的な柱に基づいている。

- ・パフォーマンス：欧州経済にサービスを提供するために、世界クラスのAIインフラを導入する。
- ・信頼：主権を有する企業の支援により、ハードウェアからオープンソース・ソフトウェアまで、AIバリュー・チェーンを完全に管理することで、欧州の戦略的自律性を強化する。
- ・オープン性：オープンソース技術の利用および欧州のエコシステムを強化するためのパートナーシップを推進する。
- ・責任：環境フットプリントの抑制に特に焦点を当て、欧州の研究、企業および市民の利益のためにAIを開発する。

欧州のエコシステムを結集するオープン・コンソーシアム

2026年5月20日に発表された提携は、この共通の産業的な目標に貢献する準備と意欲のある、フランスおよび欧州のすべての企業を結集することを目的としたプロジェクトの起点となる。

(vi) 2026年5月28日－EDFおよびMistralが、原子力およびデジタル主権に貢献するAIについてパートナーシップ契約を締結

2026年5月28日パリーEDFおよびMistralは、将来のEPR 2 原子炉のエンジニアリング事業、維持管理事業および建設事業における当グループの効率性およびパフォーマンスを向上させるため、人工知能の分野において提携することを目的としたパートナーシップ契約の締結を発表した。

このパートナーシップは5年の契約期間で締結され、両社はEDFグループの安全性、産業パフォーマンスおよび規制に係る要件に対応した人工知能ツールの開発・導入に取り組むことが可能になる。データはEDFの資産となり、信頼できるインフラ（ソブリンクラウドまたはEDFデータセンター）で提供される。

この提携の成果は、反応性、効率性およびパフォーマンスを向上させることで、現場チームに具体的な支援を提供することを目的としている。

このパートナーシップでは、特に、フランスの原子力発電所全体およびEDFの建設現場に蓄積された「技術的メモリ」を検索できる会話型エージェントを訓練する計画であり、これらの業務に固有安全性、セキュリティおよび主権に係る要件を遵守する。

このチーム支援は、産業用維持管理業務および原子力エンジニアリングに関する知見へのアクセスを促進し、EPR 2 プログラムの建設現場での活動を最適化する。

このパートナーシップの一環として構想されているAIツールは、原子力発電所の制御システムには関連しない。

(vii) 2026年5月30日ーEDFはブション用地における大規模データセンター開発の優先入札者にソフトバンクグループを選定した

フランスの旧ブション火力発電所用地に関する関心表明（EOI）募集を経て、2026年5月30日にEDFは、建設リースに基づく400MWの大規模データセンターの設計、建設および運営の優先入札者（優先入札者第1位）として、ソフトバンクグループを選定したことを発表した。

かかる選定プロセスは、プロジェクトの技術的、法的および財務的堅牢性に加え、用地の特性および関連する環境要件との適合性に基づいたものである。EDFはまた、プロジェクトが地域環境に持続的に溶け込むことができるかどうかについても特に注意を払った。

ブション用地で計画されている開発は、次世代デジタル・インフラの誘致先としてのフランスの確固たる地位を強調するものである。競争力のある主権のかつ低炭素な電力へのアクセスに加え、有利な送電網接続条件をもたらす産業用地の利用可能性により、フランスはデジタル経済の継続的な成長を支援する上で大きな優位性を提供している。

現在デュー・ディリジェンス段階が進行中であり、その間、プロジェクト・スポンサーは、プロジェクトを進めるために必要な技術、環境および行政上の調査を実施する。この段階において、両当事者によって建設リース仮契約が締結され、最終的なリース契約は必要な認可の取得をもって締結される。

このプロジェクトは、大規模な電力集約型開発に迅速に対応可能な、選定された産業用地の跡地を再利用するというEDFのより広範な戦略の一部をなすものである。これらの用地は、送電網への有利なアクセスから恩恵を受けて、プロジェクトの納期を早めることができる。

5【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2025年12月31日現在の連結財務書類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） 2025年に締結された重要な契約

2025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。

- ・ Edisonが、貯蔵施設およびガス資産を保有するEdison Stoccaggio SpAの資本の100%をSnam SpAに売却するための契約（2025年3月3日付）
- ・ Framatomeが、TechnicAtomeと提携し、Segault SASおよびVelan SASの資本の70%を購入するための契約（2025年3月31日付）
- ・ Edisonが、ギリシャのティスヴィおよびテッサロニキに合計820MWの容量を有する、2つの天然ガス火力発電所の運営会社であるElpedison BVの資本の50%を、Helleniq Energy Holdings SAに売却するための契約（2025年4月11日付）

（2） 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）
- ・Framatomeが、Allentisの資本の100%を購入するための契約（2024年11月4日付）

（３） 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）

6【研究開発活動】

EDFグループの研究開発活動は、主にEDFの研究開発部門によって行われている。これらの活動は、当グループのレゾナードールおよび「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。

EDF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促進するために、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、機能別およびプロジェクト別の専門スキルおよび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1,880名であり、これに加えて48か国からの博士課程の学生155名およびワークスタディーの研修生107名が在籍する。また、世界で274名の現地契約社員および14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。

- ・顧客の電化および炭素排出量削減の支援
- ・より低炭素の電力（原子力、水力および需要に応じて再生可能エネルギー）の発電を可能にすること
- ・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

2025年、EDFグループの研究開発予算総額は806百万ユーロであった。これは、550百万ユーロに及ぶEDF研究開発予算ならびに主にFramatome、Enedis、EDF EnergyおよびArabelle Solutionsなど特定の子会社が独自に行う研究開発から構成される。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 顧客の電化および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。

- ・産業用、住宅用、第三次産業用および農業用の用途の脱炭素化および電化
- ・モビリティ部門および輸送部門の脱炭素化および電化

・電力集約型用途の導入の促進

② より多くの低炭素電力（原子力、水力および需要に応じて再生可能エネルギー）の発電を可能にすること

原子力、水力およびその他の再生可能エネルギー（陸上風力／洋上風力および太陽光等）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
- ・原子炉については60年超の延長を含むその耐用年数の最適化
- ・新たな原子力発電施設の建設期間の最適化
- ・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。また、新規の原子力プロジェクトの目的は、設計の選択肢の確保、建設期間の最適化および第4世代の原子炉の評価である。

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継続している。

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を企図している。

- ・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、特に隔離した地域において、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・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、発電およびエネルギー貯蔵設備ならびにその通信機能および手順、管理装置および手法、さらには電力使用の経済性、サービスおよび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。

- ・異なる期間にわたり、かつ異なるレベルの電気システムにおける再生可能エネルギー電力供給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リアルタイムで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、ロボットなどの成長が著しい技術により引き起こされる危険性のある混乱について予測し、管理すること
- ・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に使用される科学計算の資源および高性能なアルゴリズムを維持し、発展させること

⑥ EDFの科学技術研究開発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。かかるパートナーシップは、多様な形を取っている。

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、フランス原子力・代替エネルギー庁（CEA）、フランス国立科学研究センター（CNRS）ならびにINRAE（フランス国立農業・食料環境研究所）、IFP Énergies Nouvelles（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）およびINERIS（フランス国立産業環境リスク研究所）などの国立研究機関である。

また、研究開発部門チームは、数年間にわたって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、INRAEと共同で（水と環境の研究を行う）HYNESや（プロセス水および化学薬品の再利用に向けた膜技術の応用に特化した）MELUSINEなどの約20の共同研究所および共同チームを保有している。

様々な産業および／または学術の事業体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）

また、EDFの研究開発部門は、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。EDFの研究開発部門は、欧州小型モジュール炉産業同盟に積極的に関与しており、研究開発の専門家がかかる同盟のテクニカル・ワーキング・グループ（特に産業応用、技術・研究開発・イノベーション、技能、市民参画および原子力安全・保障措置の各グループ）の一員として専門知識を提供している。

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、バイオマス、地域のエネルギーのデータ処理およびデジタル・マッピング・システム（GIS）に関するテーマならびにドイツの電力システムおよび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、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センターは、マンチェスター大学、インペリアル・カレッジ、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および再生可能エネルギー研究を行っている。

EDF研究開発UKは、EDFの以下に関する事業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（RD&TI）部門は、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。対象となるトピックには、電気自動車、建物および送電網間の電気モビリティおよび相互作用、産業用ロボットならびに産業の脱炭素化が含まれる。

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。

シンガポールに拠点を置くアジア太平洋研究開発部センターは、この地域におけるEDFのビジネス機会を開拓するため、東南アジアにおけるエネルギー移行および産業の脱炭素に特に重点を置いている。同センターは、有名な南洋理工大学(NTU)とのプロジェクトにおいて、EDFの多様なエネルギーのプラットフォームから恩恵を受けている。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。

- ・東南アジアでの電力相互接続およびシンガポールにおける電力構成の変更に関する実行可能性の検討
- ・リアルタイムでの低炭素エネルギー認証
- ・集中型または分散型エネルギー貯蔵に関する地域の可能性の検討
- ・産業の脱炭素化(オーストラリアの鉱業部門など)

米国

当グループは、過去12年間、シリコンバレーに研究開発部センターを有している。同センターは、EDFの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いる。その活動は、以下の複数の分野におけるものである。

- ・当グループの子会社であるEDF power solutions North Americaに対する米国市場分析に関する直接的な支援
- ・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
- ・米国の原子力部門の動態の分析
- ・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、体系化されたイノベーションのポートフォリオは、当グループの技術的専門知識からより多くの恩恵を受けるべく強化された。このポートフォリオは、付与された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から構成されている。

2025年末現在において、EDF SAのポートフォリオには、756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、1,916件の工業所有権によって保護されている。Enedisのポートフォリオには、55の特許権を有するイノベーションが存在し、約93件の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、531の特許権を有するイノベーションが存在し、約2,888件の所有権によって保護されている。Arabelle Solutionsのポートフォリオには、220件のイノベーションが存在し、1,067件の所有権によって保護されている。

2025年、EDF SAは58件(2024年は52件)、Enedisは3件(2024年は6件)、Framatomeは35件(2024年は29件)、Arabelleは1件(2024年は2件)の新規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】

2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記9.3「発電用有形固定資産およびその他の有形資産」、注記9.4.1「使用権資産の変動」、注記9.5「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10.1「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】

(2025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】

(2025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】

(2025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
2021年 6月30日	57,908,528株 (増加)	3,157,832,107株	28,954,264 (5,349,300,274円) (増加)	1,578,916,053.50 (291,704,740,884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 (7,468,023,712円) (増加)	1,619,338,374 (299,172,764,597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 (46,026,579,055円) (増加)	1,868,467,354 (345,199,343,652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 (12,151,528,033円) (増加)	1,934,240,171.50 (357,350,871,685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 (1,672,055,950円) (増加)	1,943,290,542.00 (359,022,927,635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 (105,061,413円) (増加)	1,943,859,210 (359,127,989,048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 (23,925円) (増加)	1,943,859,339.50 (359,128,012,973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 (10,458,235,902円) (増加)	2,000,466,841 (369,586,248,875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 (15,572,707,472円) (増加)	2,084,757,544.50 (385,158,956,346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 (9,561,182円) (増加)	2,084,809,296.50 (385,168,517,528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 (82,076,204円) (減少)	2,084,365,041 (385,086,441,325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】

(2025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

2023年6月28日、2024年6月11日および2025年5月5日に開催された株主総会では、2022事業年度、2023事業年度および2024事業年度に係る配当の分配について承認していない(2025年5月5日に開催されたEDFの株主総会では、フランス政府に対して「資本剰余金」から20億ユーロの配当を行うことが決議された。)。

(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コーポレート・ガバナンス規約（Code-AFEP-MEDEF-version-de-decembre-2022.pdf.）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。

本書に詳細が記載されているとおり、これらの特別な法令および規則は、特に以下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。	フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府は、当社の株式資本の100%を保有している。政府が保有する株式は、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株式資本の割合により、命令で定められた限度額を下回る割合に減額される可能性がある。
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機能に関する原則について規定しており、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、以下の方法により交代制で更新される。

- ・この交代は、株主総会により選任された取締役の半数（またはそれに最も近い整数）を2年ごとに対象とする。
- ・取締役会の更新は、各4年の期間末に当該取締役に關して完了する（「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。

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。

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。

EDFの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（憲法第13条）、取締役会の提案に基づき、フランス共和国大統領令により任命される。EDFの会長兼最高経営責任者は、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。

2025年3月21日、エリゼ宮殿が発表したプレスリリースにおいて、フランス共和国大統領が、2025年5月5日の株主総会終了時に任期満了となるリュック・レモン氏の後任として、ベルナル・フォンタナ氏をEDFの会長兼最高経営責任者に任命する意向を示した。フランス国民議会および上院の適格な委員会の意見が求められ、2025年4月30日、両院はこの任命案に対し好意的な意見を示した。2025年5月5日のEDFの年次定時株主総会において、ベルナル・フォンタナ氏が取締役に任命された。同日、取締役会は、ベルナル・フォンタナ氏をEDFの会長兼最高経営責任者に任命することをフランス共和国大統領に提案した。この任命については、2025年5月5日に任命に関する暫定的閣僚決定がなされ、2025年5月7日にフランス共和国大統領令がなされた。

(iii) 取締役会の権限および義務

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を考慮し、当社の利益に沿って、当社の全体的な事業戦略を決定し、その実施を監督する。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指向性を決定し、審議を通じてそれらに関する事項を決定する。

取締役会は、必要に応じて関連する委員会が検討した後、個別財務書類および連結財務書類、純利益の配分、経営報告書、予想財務管理、年間予算、中期計画ならびに当社が公表した戦略の一部ではない重要な業務について審議する。取締役会は、取締役会が定める戦略に関連し、機会およびリスク（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、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職業および給与の平等を促進するための方針を実施していることを保証する。

取締役会内部規則に基づき、取締役会は、当グループの上場子会社のガバナンスに従い、該当する場合には、以下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	5十億ユーロ（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
投資および事業売却	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事業プログラム
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
男女平等および給与の平等に関する方針	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を審査する際、取締役会は、取締役会内部規則において規定されている権限のバランスおよび会長兼最高経営責任者の権限に対する制限について定期的に問われる（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。2024年、取締役は、現行の体制が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している一方で、執行役員（最高経営責任者）と取締役会との間で、当社の利益に資している適正なバランスを保っていると認識していた。

ガバナンスの変更および最近の会長兼最高経営責任者の就任に伴い、2025年はこの事項について検討されなかった。この事項は、2026年の取締役会およびその委員会の年次審査の一環として、改めて取り上げられる予定である（「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、2025年9月24日および2026年2月17日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議を受けて、取締役会は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に照らし、ナタリー・コラン氏、クレール・プディニ氏、マチュー・シャバネル氏、ブルーノ・イーヴン氏およびフィリップ・プティコラン氏の社外取締役としての資格を確認した。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ていないことに留意した。

2026年3月31日現在、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。

いかなる場合においても、以下の者は、AFEP-MEDEF規約の基準に基づく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ベルナール・フォンタナ氏（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株主総会により任命された取締役（基準8）
- ・2014年8月20日付政令第4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、審査の対象ではない。

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
マチュー・シャバネル	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
ナタリー・コラン	×	×	×	×	×	×	×	×	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。取締役会は毎年1回、その有効性を向上させるため、取締役会の機能およびその委員会の機能について議論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年および2025年の審査の主要な結果

一般的に、情報の質、取締役会およびその委員会の作業計画ならびに活発な議論により、取締役会がその職務を遂行することが可能となると考えられる。

審査の年および形式	肯定的な点	改善の必要な分野

2024年正式審査 入札募集の後に選出された独立コンサルタントが実施	取締役は、特に以下の点を称賛した。 ・取締役会の構成の良いバランス（プロフィールおよび専門知識の多様性） ・作業の構成（これにより2024年は持続的な活動およびガバナンスにおける大きな変化があったものの、取締役会がその職務を成功裏に実施することが可能となった。） ・2024年の2回のセミナーの作業プログラム ・新たなコミットメント委員会の業務 ・取締役会内における実りのある議論および取締役に通達される情報の質	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。
2025年内部審査 任命報酬およびガバナンス委員会の監督の下で実施	取締役は特に以下の点を評価していることを述べた。 ・取締役会およびその委員会の作業プログラム ・取締役会およびその委員会に提示される議論および資料の質 ・2025年の戦略セミナーのプログラム ・追加情報の提供（当グループのパフォーマンスの監督表、会議冒頭の会長による要約、事業計画概要）	2026年に継続される活動の中、以下が特定された。 ・年次戦略セミナーの継続 ・特に新たな取締役の理解を促進するためのベンチマークおよび／またはプロジェクトの履歴の提示の体系化 ・取締役会の決定および追加の情報の請求に対するフォローアップの要約 ・取締役会および／またはその委員会により検討される事項の優先順位の決定 ・年間に予定される会議の回数と取締役会に提供される情報の量のバランスの設定

(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、以下に関する情報を定期的に受領する。

- ・当社および当グループの財務状態、現金およびオフバランスシート・コミットメント
 - ・年次財務書類および半期財務書類の開示における当社の主要子会社の業績
 - ・調達に関する方針および人事方針
 - ・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。）
- 取締役会の各会議の冒頭、会長兼最高経営責任者は体系的に以下の最新情報を提供する。
- ・施設の安全ならびに従業員およびサービス提供業者の衛生および安全
 - ・リードタイム（「第2 3（1）②戦略的優先事項」を参照。）
 - ・当グループの様々な活動（既存の原子力、取引、欧州内外のプロジェクト）
 - ・当グループの財務状態
 - ・規制関連の最新情報

取締役は、取締役会の議題となっている課題を審議するために、会長兼最高経営責任者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、この情報を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職務を遂行するために有益な情報を、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、取締役に以下に関する研修を提供する。

- ・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事項。2025年11月6日、世界原子力展示会の一環として、取締役は、新規原子力発電所建設開発部門の事業開発チームと、EDFの国際動向および主権問題についてより深く議論することができた。このテーマについては、2025年12月2日に追加の詳細なセッションが行われた。
- ・「当社の取締役」の職務（ESCP経営大学院と連携して、フランス経営者協会および大学経営グループが提供する研修コース）。

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。

2025年、気候変動への適応をテーマとしたワークショップを丸1日行い、その後、ノルマンディーのフェカン洋上風力発電所を訪問した。

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年に取締役に利用可能となり、2025年に改良された。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。

これらの取組みは、気候問題を当社の重要事項として掲げ、EDFのレゾナントルに沿って社会的・環境的責任問題のすべて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ことを目的としている。

(viii) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役に以下のような責任および義務があることを規定している。

- ・あらゆる状況において当社の利益のために行為すること、利益相反（「第5 3（2）③（i）利益相反」を参照。）があれば取締役会に報告すること、ならびに利益相反となる審議においては議論への参加および／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
- ・その職務を勤勉に全うすること
- ・当グループに関する公的通達または個人の立場を示す前に、会長兼最高責任者に報告し、同意を得ること
- ・当社が締結した契約で、自らが直接もしくは間接の利害を有するまたは仲介者により締結される可能性のある契約につき、遅滞なく取締役会に報告すること
- ・適切に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請求すること
- ・役職の兼務に関して、個々の状況がフランス商法の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告を遵守していることを確認し、他社において就く職務について取締役会に随時報告すること。会長兼最高経営責任者は、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) 2025年度における取締役会の活動

	2025年	2024年
会議の回数	15**	13*
平均出席率	94.2%	96.6%
会議の平均時間	2時間19分	2時間44分

* かかる会議の回数に加えて、取締役会は戦略セミナー2回（それぞれ1日）および非公開の会議1回を開催した。

**かかる会議の回数に加えて、取締役会は1日限りの戦略セミナー1回、気候問題に特化したワークショップ1回および非公開の会議1回を開催した。

以下の表は、2025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。

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
ベルナール・フォン タナ(1)	100%	50%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
クリストフ・ベギ ネ	100%	67%	80%	n/a	n/a	100%	n/a
ヴァレリー・ブロ ス(2)	71%	100%	n/a	33%	n/a	n/a	n/a
マチュー・シャバ ネル(3)	100%	100%	n/a	n/a	100%	n/a	n/a
ナタリー・コラン	87%	67%	60%	82%	n/a	n/a	100%
ブルーノ・クレメ ル(4)	100%	100%	100%	100%	n/a	n/a	n/a
ジル・ドゥノワイ エル(5)	100%	100%	100%	n/a	100%	n/a	n/a
アンヌ・マリー・ デコート	93%	100%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ブルーノ・イーヴ ン	93%	100%	n/a	64%	n/a	n/a	n/a
オーレリー・フリ オネ	93%	100%	n/a	91%	75%	n/a	n/a
デルフィーヌ・ ジェニー・ステ ファン	100%	100%	n/a	n/a	n/a	100%	n/a
ファブリス・ギヨ ン	100%	100%	100%	n/a	100%	n/a	n/a
ジェラルド・ラコ ステ	87%	100%	100%	n/a	n/a	100%	n/a
カトリーヌ・ラ ニョー(1)	78%	100%	n/a	n/a	n/a	50%	n/a
マリー・クリス ティーヌ・ルプ ティ(4)	100%	100%	100%	100%	100%		n/a
サンドリーヌ・レ ンリー	100%	100%	100%	n/a	n/a	100%	n/a
クレール・プディ ニ	73%	100%	n/a	n/a	n/a	100%	83%
フィリップ・プ ティコラン	100%	67%	80%	100%	n/a	n/a	n/a
セシール・ピショ リユック・レモン (6)	100%	100%	n/a	n/a	n/a	100%	100%
	83%	100%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
ミシェル・ルソー (4)	100%	100%	n/a	n/a	100%	100%	n/a
アレクシ・ザグド ンディヴェール	100%	100%	n/a	100%	n/a	n/a	83%

(1) 2025年5月5日に任期を開始した取締役。

(2) 2025年6月5日に任期を開始した取締役。

(3) 2025年9月25日に取締役会により選任された取締役。

(4) 2025年5月5日に任期を終了した取締役。

(5) 2025年6月19日に取締役会によりリスクおよび監査委員会の委員長に任命された取締役。

(6) 2025年5月5日にリュック・レモン氏の会長兼最高経営責任者の職務は終了した。

2025年の活動

取締役会は、2025事業年度中に15回の会議を開催した。取締役会は、特に以下のような事項の検討または承認を行った。

当グループの産業プロジェクトの監督	・フランスにおける新規の原子力発電所建設プログラム ・ヒンクリー・ポイントCプロジェクトおよびサイズウェルCプロジェクトに関する進捗報告 ・応力腐食事象に対処するための産業プログラムに関する進捗報告 ・グラン・カレナージュ (Grand Carénage) 産業改修プログラムに関する進捗報告
EDFの商業的方针	・最新情報の定期更新 ・2025年から2026年の冬季に向けた準備
資金調達、監査およびリスク	・当グループの資金調達源の状況および見通し ・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 ・年次財務書類および半期財務書類の承認、利益の配分案、経営報告書の記載事項、株主総会の決議の文言ならびに株主総会の招集 ・問題予防に関連する書類 ・規制対象となる契約 ・採掘産業における活動に関連する支払に関する特別報告 ・将来の見通しに関する経営文書 ・財務の軌道 ・原子力費用の資金調達の確保に係る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、EDFの専用資産の財務リスクの構成、管理および統制に関する方針の参考資料の更新 ・エネルギー市場に関するリスク方針 ・2026年の予算および2027年から2028年の中期計画
プロジェクト／投資／事業売却／金融取引	・入札の審査（洋上風力発電所、地域の冷暖房ネットワーク） ・照射サービス・プロジェクト ・FramatomeによるVelanおよびSegaultの買収計画
CSR	・職業および給与の平等に関するEDFの方針 ・原子力安全・放射線防護総括監査官による2024年の報告書 ・水力発電安全性検査官による報告書 ・安全衛生年次報告書 ・執行役員の報酬方針 ・サステナビリティ報告書および当グループのCSR方針
ガバナンス	・役員の報酬方針、会長兼最高経営責任者の報酬の決定 ・取締役の任命／更新 ・取締役の委員会の構成員 ・取締役の独立性の年次審査 ・コーポレート・ガバナンスに関する報告書 ・EDFの会長兼最高経営責任者の任命についてのフランス共和国大統領への提案 ・EDFの名誉会長の任命についての提案

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。

2025年9月12日の戦略セミナーでは、電力システムの強靱性に焦点が当てられ、原子力発電所の調整のために設置されたタスクフォースの進捗報告、国際動向戦略、当グループの大規模な産業プロジェクトの管理および2030年の財務の軌道が含まれた。

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おり、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。

2025年12月4日の非公開の会議において、取締役は、取締役会およびその委員会の審査の結果、会長兼最高経営責任者による取締役会の運営に対する審査、取締役会およびその委員会の機能に関して満足している点ならびに想定される改善の必要な分野について議論する機会が設けられた（「第5 3（1）②（vi）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

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。

- ・ベルナール・フォンタナ氏が委員長を務める戦略委員会
- ・ジル・ドゥノワイエル氏が委員長を務めるリスクおよび監査委員会
- ・フィリップ・プティコラン氏が委員長を務めるコミットメント委員会
- ・ジル・ドゥノワイエル氏が委員長を務める原子力監視委員会
- ・クレール・プディニ氏が委員長を務める企業責任委員会
- ・ナタリー・コラン氏が委員長を務める任命報酬およびガバナンス委員会

取締役会内部規則に従い、サステナビリティ報告書についての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。

各委員会の構成員、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、従業員を代表する取締役1名を含む3名以上の取締役で構成され、すべて取締役会により選出される。取締役会が各委員会の委員長を任命する（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。）。

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。

取締役会において各委員会の職務に係る議題を議論する場合には、当該委員会は十分な時間を設けて事前に会議を行い、その議題について議論を行う必要がある。

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。

2025年、委員会は33回の会議および2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91.2%、取締役会の委員会の合同会議を含むと91.7%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）2025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

公式な構成員は取締役8名のみであったが、2024年の取締役会およびその委員会の審査の中で、これまでの取締役会のすべての構成員が戦略委員会の会議に出席していた慣行を公式なものとするよう取締役から要請があり、2025年2月20日の取締役会決議により、すべての取締役が戦略委員会の構成員に任命された（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。

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	18名	96.2%	2時間31分	41.7%

* 従業員を代表する取締役を除く。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的方針の指向性、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的方針の指向性
- ・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
- ・当グループがEDFのレゾンデートルを実施する方法

2025年の活動

2025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。

研究開発方針	・ 2025年の研究開発の審査、競争環境および主要な技術的指向性
事業計画の展開の監督	・ 各用途の電化の加速および人事異動管理に関する最新情報を含む「2035年目標」事業計画
当グループの主要な戦略的指向性	・ 洋上風力発電市場の動向およびポートフォリオの見直し ・ NUWARD成長戦略 ・ EDFの取引戦略
その他	・ 2026年の予算および2027年から2028年の中期計画の主要な予想

同委員会は、2025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

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*
11回	6名	85%	1時間35分	60%

* 従業員を代表する取締役を除く。

2025年12月31日現在のコミットメント委員会の構成員

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
ヴァレリー・ブロス ⁽¹⁾	委員	株主総会により任命された社外取締役
ナタリー・コラン	委員	株主総会により任命された社外取締役
ブルーノ・イーヴン	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
アレクシ・ザグドンディヴェール ⁽¹⁾	委員	フランス政府を代表する取締役

(1) 2025年6月19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の任務は、以下の事項について取締役会に意見を述べることである。

- ・取締役会に提出して承認を求める前の、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。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。
- ・特に戦略的に重要な場合における、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会長兼最高経営責任者の要請によるその他の取引

2025年の活動

2025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。

フランスにおける新規の原子力発電所建設プログラム	・方法、産業プログラム、財務的な持続可能性、欧州連合による受入れ、資金調達 ・プログラムの継続的發展、費用および期限
英国における原子力プロジェクト	・英国の原子力発電の資金調達 ・サイズウェルCプロジェクト
その他の当グループの主要なプロジェクト	・リールおよびパリ大都市圏における入札に対するDalkiaの回答 ・EDF power solutionsのフランス、スコットランドおよび米国における洋上風力発電プロジェクト ・EDF power solutionsの北米における資産についての最新情報 ・FramatomeによるVelanおよびSegaultの買収計画

同委員会は、2025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

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	4名	93.3%	2時間50分	50%

* 従業員を代表する取締役を除く。

2025年12月31日現在の原子力監視委員会の構成員

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
マチュー・シャパネル*	委員	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

* 2025年9月25日に原子力監視委員会の委員に任命された取締役である。

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、以下について責任を負う。

- ・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
- ・原子力費用の査定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の実施を監視すること
- ・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こと（「第3 3（2）②原子力事業に関する特定のリスク」を参照。）
- ・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こと。同委員会は、所轄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。
- ・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こと
- ・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（投資により当社が投資対象を全部連結することとなる場合）単価が200百万ユーロを超えるプロジェクト（不動産を除く。）に関して意見を述べること。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。

同委員会は、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（2025年12月18日、取締役会は、原子力監視委員会との協議の上、原子力財務専門委員会の現在の4名の委員の任期を3年更新した。かかる任期は2025年12月16日に遡って効力が生じ、2028年に開催される取締役会の最後の会議の終了時に終了する。）。

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。

2025年の活動

2025年において、同委員会は、特に以下の事項について検討した。

資産および負債	・ヘッジ状況および専用資産の全体的なパフォーマンスの監視 ・原子力引当金の割引率の監視
パフォーマンスおよびリスク	・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の検討 ・関連リスクの監視
EDF SA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	・2025年の資産負債管理（ALM）調査の検討 ・戦略的配分の変更案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方針の参考資料の更新に対する意見の検討
原子力引当金	・専用資産の範囲内の原子力引当金の変更の監視 ・使用済燃料貯蔵に関する戦略についての最新情報
長期コミットメント	・「廃炉」引当金および「廃棄物」引当金の監視 ・内部統制および外部統制による勧告に対応した行動計画の監視 ・廃止された設備および廃棄物処理のための廃炉プロジェクトの監視
原子力費用評価管理機能	・当該機能の見解 ・当該機能による勧告の監視
その他	・専用資産の責任投資家としての2025年の貸借対照表 ・IAS第37号の規制の変更 ・ガバナンス（簿外資産助言委員会の構成員の更新）

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、2025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

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	96.4%	1時間57分	33.3%

* 従業員を代表する取締役を除く。

2025年12月31日現在の企業責任委員会の構成員

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
ジェラルール・ラコステ	委員	従業員により選任された取締役
カトリーヌ・ラニョー*	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
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

* 2025年6月19日に企業責任委員会に任命された取締役である。

任務

企業責任委員会は、以下について責任を負う。

- ・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社会的・環境的責任の観点から、これらの実施を考慮すること。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。
 - ・リスクおよび監査委員会と合同で行う非財務情報の作成および処理の過程についての検討の実施（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。）
 - ・EDFのレゾンデートルに沿った、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针の指向性、この戦略を実行する方法および成果、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び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の検討
- 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道の実施について、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

2025年の活動

2025年において、企業責任委員会は、特に以下の事項について検討した。

非財務報告	・当グループのESGのパフォーマンス（「第5 3（1）③（vi）取締役会の委員会の合同会議」を参照。） ・2024年の当グループのサステナビリティ報告書、2025年の当グループのサステナビリティ報告書の作成に関連する監査人の報告書および作業
CSR	・警戒計画 ・2025年から2030年の新たな世界的なCSR協定 ・EDFの従業員支援および雇用方針 ・2024年の「MyEDF group」調査の結果 ・男女平等および給与の平等に関する方針の2024年の審査および結果ならびに2025年への見通し ・責任ある持続可能な調達 ・当グループの水コミットメント ・当グループの自然コミットメント ・フランス汚職防止機構（AFA）の報告書への当グループの回答および2024年の当グループの警戒報告書
安全衛生	・2024年の年次検討および2025年の行動計画
気候	・炭素排出回避の手法
仲介	・行政監察官の報告書および苦情処理システムの提示

同委員会は、2025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

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*
6回	4名	91.7%	56分	66.7%

* 従業員を代表する取締役を除く。

2025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

ナタリー・コラン	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
セシール・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

任務

任命報酬およびガバナンス委員会は、以下について責任を負う。

任命に関しては、

- ・取締役会の委員会の任命案を検討すること
- ・無差別および多様性の方針の実施ならびに当社の統治機関（当社の場合、EDFの執行委員会を意味する。）内および上級幹部内のジェンダー・バランスを監督すること

報酬に関しては、

- ・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こと。同委員会は、審議のために取締役会にかかる意見書を提出し、その後経済担当大臣にも提出する。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。
- ・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を検討し、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意見書を提出すること

ガバナンスに関しては、

- ・コーポレート・ガバナンスの問題を監督すること
- ・特にAFEP-MEDEF規約に由来する原則および規則の当社の機関内での実施を保証すること
- ・取締役会の業務もしくは権限または取締役内部規則の変更に関して提言すること
- ・取締役会およびその委員会の機能の年次審査を行い、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こと
- ・AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に照らして取締役の個々の状況を検討すること
- ・リスクおよび監査委員会における新たな委員の任命前に金融および会計のスキルを検討すること
- ・同委員会が認識したかまたは注意喚起された利益相反について検討すること

2025年の活動

2025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。

任命	・ AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に照らした取締役の個々の状況 ・ ナタリー・コラン氏およびデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏の任期更新の提案 ・ ヴァレリー・ブロス氏、カトリーヌ・ラニョー氏およびマチュー・シャパネル氏の任命の提案 ・ ベルナール・フォンタナ氏を取締役および会長兼最高経営責任者として任命する提案 ・ リュック・レモン氏に名誉会長の称号を授与する提案
報酬	・ EDFの会長兼最高経営責任者の報酬および株主総会に提出される取締役の報酬パッケージの決定 ・ EDFの執行役員の報酬方針

ガバナンス	・コーポレート・ガバナンス報告書の草案 ・名誉会長⁽¹⁾が自由に使える資源の監督 ・委員会の構成員
取締役会およびその委員会の機能の審査	・取締役会およびその委員会の機能の内部審査に関する2025年の報告書
その他	・人事機能の変革 ・当グループの従業員価値の提案

(1) 名誉会長の地位は当社のガバナンスにおいていかなる権利も付与されない。2026年3月31日現在、名誉会長は、ピエール・ガドネックス氏（2009年11月23日の取締役会で決定された。）、アンリ・プログリオ氏（2014年11月23日の取締役会で決定された。）、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・ベルナール・レヴィ氏（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。）およびリュック・レモン氏（2025年5月5日の取締役会で決定された。）である。

同委員会は、2025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

フランス商法第L.821-67条および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、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、合同で、サステナビリティ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（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。）。

これらの委員会の合同会議により、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
- ・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する。

2025年の活動

2025年、これらの委員会の合同会議は、以下について取り上げた。

CSRに関する報告	・当グループの2024年のサステナビリティ報告書 ・タクソノミ ・監査報告書（監査計画） ・EDFの2024年の警戒計画 ・当グループの2025年のサステナビリティ報告書の作成作業

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関する意思決定機関、議論の場および諮問機関である。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。

各プロジェクトの作成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。

2026年3月31日現在、執行委員会は、執行役員14名および秘書役1名で構成されていた。

(2) 【役員の状況】

(2026年6月19日現在)

男性役員の数	女性役員の数	役員に占める女性の割合
10	8	44.44%

① 取締役会の構成員および機能

(i) 取締役会の構成員

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（そのうちの一部はフランス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1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II章および第III章に規定されているものと同様の規定に従う。）。

本書提出日現在、取締役会は、以下の18名の取締役で構成されている。

- ・株主総会により任命された取締役11名（フランス政府により推薦された5名を含む。）
- ・従業員により選任された取締役6名
- ・フランス政府の代表1名

当社の政府委員（2014年8月20日付政令第15条）、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。

2025年1月1日から本書提出日現在までに、取締役会の構成につき以下の変更および事象が発生した。

名、姓	取締役／分類	事象	発生日
リュック・レモン	会長兼最高経営責任者	解任	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
マリー・クリス ティース・ルプティ	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	任期満了	2025年5月5日
ミシェル・ルソー	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	任期満了	2025年5月5日
ベルナール・フォン タナ	株主総会により任命された取締役	任命	2025年5月5日
カトリーヌ・ラ ニョー	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	任命	2025年5月5日
ヴァレリー・プロ ス*	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	任命	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	省令（暫定）により任命、その後フランス共和国大統領令により任命	2025年5月5日
マチュー・シャバネ ル	株主総会により任命された取締役	取締役会による選任	2025年9月25日
アンヌ・マリー・デ コート	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	退任	2026年2月9日
マルタン・ブリアン	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	取締役会による選任	2026年2月19日

* ヴァレリー・ブロス氏の任期は、2025年6月5日に開始した。

2025年5月5日の株主総会において、ナタリー・コラン氏およびデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏の任期が4年間、すなわち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る株主総会の終了時まで更新された。

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ため、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。

2025年12月31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50%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。

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。）。2025年4月16日および2025年5月20日の会議では、かかる方針の実施において、当社が実施した対策および得られた結果につき検証した。

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。

任命報酬およびガバナンス委員会と協議の上、取締役会は、2019年2月14日に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、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。）。

2025年に新たに任命された取締役は、公開会社、産業部門および配電事業に関連する問題についての知識に関する基準に基づいて選出された。

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														
ベルナール・フォンタナ* 会長兼最高経営責任者	64	男性	フランス	3		2025年5月5日	2029年株主総会	<1	C					
マチュー・シャバネル**	50	男性	フランス	0	▲	2025年9月25日	2027年株主総会(1)	<1	■			■		
ナタリー・コラン	61	女性	フランス	0	▲	2021年7月22日	2029年株主総会(2)	4.5	■	■	■			C
ブルーノ・イーヴン	58	男性	フランス	0	▲	2024年6月11日	2027年株主総会	1.75	■		■			
クレール・ブディニ	60	女性	フランス	0	▲	2016年5月12日	2027年株主総会	9.68	■				C	■
フィリップ・ブティコラン	73	男性	フランス	2	▲	2019年5月16日	2027年株主総会	6.67	■	■	C			
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役														
マルタン・ブリアン***	54	男性	フランス	0		2026年2月19日	2027年株主総会	<1	■					
ヴァレリー・プロス****	55	女性	フランス	0		2025年6月5日	2029年株主総会	<1	■					

ジル・ドゥノワイエル	71	男性	フランス	0	2019年 5月16日	2027年 株主総会	6.67	■	C	C	
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	57	女性	フランス	1	2022年 5月12日	2029年 株主総会	3.83	■			■
カトリーヌ・ラニョー	43	女性	フランス	0	2025年 5月	2029年 株主総会	<1	■			■
フランス政府を代表する取締役											
アレクシ・ザグドンディ ヴェール	49	男性	フランス	2	2022年 9月23日	2026年 11月20日	3.42	■		■	■
従業員により選任された取締役											
クリストフ・ベギネ	60	男性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	2.25	■	■		■
オーレリー・フリオネ	48	女性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	2.25	■		■	■
ファブリス・ギヨン	52	男性	フランス	0	2023年 2月16日	2027年 11月22日	3.08	■	■		■
ジェラルム・ラコステ	49	男性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	2.25	■	■		■
サンドリーヌ・レンリー	51	女性	フランス	0	2021年 7月28日	2027年 11月22日	4.5	■	■		■
セシール・ビショ	51	女性	フランス	0	2023年 11月23日	2027年 11月22日	2.25	■			■ ■

* ベルナール・フォンタナ氏は、取締役会の唯一の執行役員である。

** マチュー・シャバネル氏は、ブルーノ・クレメル氏の後任としてその残りの任期を務めるべく、2025年9月25日に取締役会により選任された。

*** マルタン・ブリアン氏は、アンヌ・マリー・デコート氏の後任としてその残りの任期を務めるべく、2026年2月19日に取締役会により選出された。

**** ヴァレリー・ブロス氏は、2025年5月5日の株主総会により任命され、任期は2025年6月5日に開始する。

■：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

(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) 2029年株主総会：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る定時総会。

（表に別段の記載がない限り）本書提出日現在の取締役の個人情報および任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	
会長兼最高経営責任者(1)	委員会 委員長：戦略委員会
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	

64歳

取締役会に任命された日
2025年5月5日

任期满了日
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る株主総会

専門分野

- ・経営幹部
- ・産業／エネルギー／原子力
- ・国際戦略

ベルナール・フォンタナ氏は、国立理工科大学（*École polytechnique*）およびパリ国立先端技術学校（*Ecole nationale supérieure des techniques avancées de Paris*）の学位を持つ。同氏は、最初は化学品（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積んだ。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、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、GIFEN Servicesの会長を4年間務めた後、2025年まで同社の取締役も務めた。また、2018年の創設から2025年までフランス原子力産業協会（GIFEN）のガバナンス組織のメンバーを務めており、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（*Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire*または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EDFの産業およびサービスユニット担当の上級執行副社長に、その後2024年10月にArabelle Solutionsの会長に任命された。

ベルナール・フォンタナ氏は、2025年5月5日よりEDFグループの会長兼最高経営責任者に就任している。同氏はまた、ThalesおよびSSABの取締役である。

現在のその他の役職

当グループ内の職務／役職	所属	国	
会長兼最高経営責任者	EDF	フランス	
取締役会会長	Arabelle Solutions	フランス	G
監査役会会長	Framatome	フランス	G
取締役	Edison SpA	イタリア	G/L
取締役	EDF Energy Holdings	英国	G
理事長	EDFグループ財団	フランス	G

当グループ外

取締役	Thales	フランス	L
取締役	SSAB	スウェーデン	L

過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職

グループ内

- ・Framatome業務執行委員会委員長（フランス）
- ・Arabelle Solutions業務執行委員会委員長（フランス）
- ・Arabelle Solutions UK取締役会会長（英国）
- ・Jeumont Electric監査役会会長（フランス）
- ・Edvance監査・監督委員会副委員長（フランス）

グループ外

- ・フランス原子力産業協会（*Groupement des industriels français de l'énergie*）（GIFEN）理事（フランス）
- ・Gifén Services取締役（Framatome代表）（フランス）
- ・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（*Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire*またはHCTISN）メンバー

(I) ベルナール・フォンタナ氏は、当初は2025年5月5日付省令に基づき暫定的に、その後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。

G：EDFグループ会社／L：上場会社

マルタン・ブリアン		
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	委員会 委員：戦略委員会	
社外における主要な役職 フランス欧州外務省事務次官		
54歳	2026年2月9日からフランス欧州外務省事務次官を務めるマルタン・ブリアン氏は、2023年7月からイタリアのフランス大使を務めていた。同氏は、それ以前は2017年から2022年まで、軍事省軍事大臣付軍民官房長を務めていた。	
取締役に任命された日 2026年2月19日	同氏は国立行政学院（ <i>École nationale d'administration</i> ）（ヴィクトル・シュルシェール期）を卒業後、1996年に欧州外務省に入省したキャリア外交官であり、北京（1999年から2003年）およびワシントン（2003年から2006年）ならびに次席代表としてニューヨークの国際連合フランス政府代表部（2010年から2013年）に務めた。パリでは、同氏は分析・予測センター副所長（2006年から2007年）、核軍縮・不拡散担当副局長（2007年から2010年）、外務・国際開発大臣官房副長（2013年から2016年）および国防省戦略局長（2016年から2017年）を歴任した。	
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ために招集される株主総会		
現在のその他の役職		
職務／役職	所属	国
取締役	Orano	フランス
過去5年間に就任し任期が満了した役職 該当なし		

ヴァレリー・ブロス		
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役		委員会 委員：戦略委員会／コミットメント委員会
社外における主要な役職 Burelle SA書記長、Sofiparc SA最高経営責任者		
55歳	国立行政学院（ENA）、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 ⁽¹⁾	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顧問として様々な役職を歴任した。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。同氏は2010年から2014年まで会計検査院の参事官を務め、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）の書記長、法務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参事官を務めた。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の最高経営責任者を務めている。同氏はまた、2019年から2024年までフランス競争当局（Autorité de la concurrenceまたはADLC）の委員を務め、2025年9月からはフランス空軍予備大佐を務めている。	
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ために招集される株主総会		
専門分野 ・ 産業 ・ 経営幹部 ・ 国際		
現在のその他の役職		
職務／役職	所属	国
最高経営責任者および取締役	Sofiparc SA	フランス
取締役	Burelle Participations SA	フランス
理事	フランス競争当局	フランス
過去5年間に就任し任期が満了した役職 ・ Janson de Sailly財団理事		

(1) ヴァレリー・ブロス氏は、2025年5月5日の株主総会により任命され、任期は2025年6月5日に開始する。

マチュー・シャバネル		
株主総会により任命された取締役	委員会 委員：戦略委員会／原子力監視委員会	
社外における主要な役職 SNCF Réseau会長兼最高経営責任者		
50歳	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> ）を卒業したマチュー・シャバネル氏は、セース・ノルマンディー	
取締役会に任命された日 2025年9月25日	水管理庁において、水資源管理の分野でキャリアを開始した。2006年、同氏は運輸省の港湾・水路・沿岸局の副局長代理として入省し、2008年に港湾・河川運輸局の副局長を務めた。2010年8月、マチュー・シャバネル氏は、首相官邸の交通・インフラ・都市計画担当の技術顧問に任命された。2012年4月、同氏は商業関係、規制およびネットワーク計画担当の最高経営責任者代理としてRéseau Ferré de Franceに入社した。2014年、SNCF Réseauの設立に伴い、マチュー・シャバネル氏は保守管理および工事担当の最高経営責任者代理に就任した。2018年、同氏は最高経営責任者代理に任命され、同社の産業パフォーマンスおよび技術パフォーマンスを担当した。その後2020年から2022年6月まで、同氏はプロジェクト、保守管理および運営担当の最高経営責任者代理を務め、同社の全運営チームを統括した。2022年10月、同氏はSNCF Réseauの会長兼最高経営責任者に就任した。	
任期满了日 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ために招集される株主総会		
専門分野 ・企業経営幹部 ・エンジニアリングー保守管理 ・労使関係（CSR）	現在のその他の役職	
	職務／役職	所属 国
	会長兼最高経営責任者	SNCF Réseau フランス
	取締役会会長	SNCF Gares et Connexions フランス
	過去5年間に就任し任期が満了した役職 該当なし	

ナタリー・コラン

株主総会により任命された取締役

社外における主要な役職

La Posteグループの最高経営責任者代理および消費者・デジタル部門の最高経営責任者

委員会

委員長：任命報酬およびガバナンス委員会

委員：リスクおよび監査委員会／戦略委員会

61歳

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ために招集される株主総会

専門分野

- ・経営幹部、銀行／財務
- ・CSR／人事
- ・デジタル／デジタル・インテリジェンス

ナタリー・コラン氏は、パンテオン・アサス（パリ第2）大学（*Panthéon-Assas Paris 2 University*）で商法および税制の修士号を取得し、国立経済商科大学院（ESSEC）を卒業した。同氏は、1987年から1990年まで、その後、1992年から1993年までコンサルタントとしてArthur Andersenで勤務した。1990年から1992年までCité Mondiale des Vins et Spiritueuxの最高財務責任者を務めた後、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（*Conseil économique social et environnement*）およびフランス国民デジタル評議会（*Conseil national du numérique*）の委員を2021年まで務めた。同氏はGeopost、DocaposteおよびCNP Assurancesの取締役、フランス国立情報学自動制御研究所（*Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique*またはINRIA）の理事ならびにESSECビジネス・スクールの監査役を務めている。

現在のその他の役職

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（ <i>Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique</i> または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
監査役	Essecビジネス・スクール	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

フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

社外における主要な役職

DexiaおよびDexia Holdingの取締役会会長

委員会

委員長：原子力監視委員会／リスクおよび監査委員会*

委員：戦略委員会

71歳

取締役に任命された日

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ために招集される株主総会

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、2013年から2025年までは、Institut Aspen Franceの取締役も務めた。

現在のその他の役職

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

過去5年間に就任し任期が満了した役職

・Institut Aspen France取締役

・Rothschild & Cie監査役（フランス）

*ジル・ドゥノワイエル氏は、2025年6月19日にリスクおよび監査委員会委員長に任命された。

ブルーノ・イーヴン		
株主総会により任命された取締役	委員会 委員：コミットメント委員会／戦略委員会	
社外における主要な役職 Airbus Helicopters最高経営責任者、Airbus Group執行委員会委員		
58歳	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ために招集される株主総会	現在のその他の役職	
専門分野 ・経営幹部 ・産業 ・防衛	職務／役職	所属 国
	最高経営責任者	Airbus Helicopters フランス
	過去5年間に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	
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	委員会 委員：企業責任委員会／戦略委員会
社外における主要な役職 コンサルタント	
57歳	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	
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ために招集される株主総会	
専門分野 ・ 産業 ・ 戦略 ・ CSR／ガバナンス	
現在のその他の役職	
職務／役職	所属 国
取締役	Thales フランス L
取締役	Eagle Genomics 英国
監督役会の監査役	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS フランス
運営委員会および任務遂行委員会の委員	GENEO Partenaires SAS フランス
過去5年間に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		
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	委員会 委員：企業責任委員会／戦略委員会	
社外における主要な役職 フランス地質・鉱山研究所（ <i>Bureau de recherches géologiques et minières</i> またはBRGM）所長		
43歳	パリ高等師範学校（ <i>École normale supérieure de Paris</i> ）の卒業生で、金融に応用される数学の学位を取得し、パリ国立高等鉱業学校（ <i>École des mines de Paris</i> ）では経営および行政学を専攻したエンジニアであるカトリーヌ・ラニョー氏は、2007年に産業・技術開発部長としてロレーヌ地方地域産業・研究・環境局（DRIRE）に入局した。2010年、ロレーヌ地方の地域圏企業・競争・消費・労働・雇用局（DIRECCTE）の企業・雇用・経済部長である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、鉱業技師会（ <i>Corps des Mines</i> ）の運営およびキャリア管理を担当しつつ、産業副大臣の中堅企業担当大使も務めた。カトリーヌ・ラニョー氏はまた、2020年に提出された高級官僚に関する報告書の起草にも関与した。同氏は、2023年までBpifranceの取締役も務めた。また2023年9月1日からフランス地質・鉱山研究所の所長を務めている。	
取締役会に任命された日 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る株主総会		
専門分野 ・経営幹部 ・社会的対話／CSR ・研究およびイノベーション	現在のその他の役職	
	職務／役職	所属 国
	所長	フランス地質・鉱山研究所 フランス (BRGM)
	過去5年間に就任し任期が満了した役職 ・Bpifrance取締役	

クレール・プディニ				
株主総会により任命された取締役		委員会 委員長：企業責任委員会 委員：任命報酬およびガバナンス委員会／戦略委員会		
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				
60歳	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			
取締役に任命された日 2016年5月12日	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、人事部・企業の社会的責任担当の業務執行取締役代理に就いている。			
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ために招集される株主総会				
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	現在のその他の役職			
	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	
株主総会により任命された取締役	委員会 委員長：コミットメント委員会 委員：戦略委員会／リスクおよび監査委員会
社外における主要な役職 会社取締役	
73歳	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、Alstomの取締役会会長ならびにPernod RicardおよびKNDSの取締役を務めている。
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ために招集される株主総会	
専門分野 ・経営幹部 ・産業（長期サイクル） ・研究開発イノベーション	

現在のその他の役職

職務／役職	所属	国	
取締役会会長	Alstom	フランス	L
取締役	Pernod Ricard	フランス	L
取締役	KNDS	オランダ	

過去5年間に就任し任期が満了した役職

- ・Diot Siaci監査役会会長（フランス）
- ・Suez取締役（フランス）
- ・KNDS取締役会会長（オランダ）
- ・Belcan Corporation取締役（米国）

G：EDFグループ会社／L：上場会社

フランス政府を代表する取締役

アレクシ・ザグドンディヴェール			
フランス政府を代表する取締役		委員会	
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		委員：戦略委員会／報酬およびガバナンス委員会／コミットメント委員会	
49歳	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			
専門分野 ・ 幹部公務員 ・ 財務／会計監査／M&A ・ ガバナンス	現在のその他の役職		
	職務／役職	所属	国
	取締役	Bpifrance	フランス
	取締役	Renault	フランス L
	取締役	SNCF	フランス
	取締役	Thales	フランス L
過去5年間に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		
従業員により選任された取締役	委員会	
社外における主要な役職	委員：戦略委員会／リスクおよび監査委員会／企業責任委員会	
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		
60歳	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	
専門分野	・戦略	
	・国際	
	・エネルギー	
現在のその他の役職		
職務／役職	所属	国
理事	グルノーブル工科大学（ <i>Institut national polytechnique de Grenoble</i> ）	フランス
理事	パリ欧州の家	フランス
理事	Confrontations Europe	フランス
評議員	欧州経済社会評議会	EU（フランス）
過去5年間に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		
従業員により選任された取締役		委員会
社外における主要な役職		委員：戦略委員会／コミットメント委員会／原子力監視委員会
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		
48歳	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。2025年、同氏はパリ政治学院（Sciences Po）とフランス研修機関（IFA）による企業役員認定資格を取得した。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	
専門分野	・ エネルギー／原子力	
	・ 戦略	
	・ 気候／環境	
現在のその他の役職		
職務／役職	所属	国
取締役	Groupe Immobilière 3F	フランス
過去5年間に就任し任期が満了した役職		
該当なし		

ファブリス・ギヨン	
従業員により選任された取締役	委員会
社外における主要な役職 シノン原子力発電所（EDF）の地域活動担当のプロジェクト・マネージャー	委員：戦略委員会／リスクおよび監査委員会／原子力監視委員会
52歳	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・ギオン氏は、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、電力業界社会対話委員会の委員でもある。ファブリス・ギオン氏は現在、シノン原子力発電所で地域活動を担当している。ファブリス・ギオン氏は、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	
専門分野 ・ エネルギー／原子力 ・ CSR／社会的構成要素 ・ 株主関係	現在のその他の役職 該当なし 過去5年間に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	
従業員により選任された取締役	委員会 委員：リスクおよび監査委員会／企業責任委員会／戦略委員会
社外における主要な役職 EDFグループのコミュニケーション部門の運営およびサポート担当のプロジェクト・マネージャー	
49歳	ジェラルール・ラコステ氏は1998年にEDF-Gaz de France Servicesの顧客サービス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（ <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年に従業員代表として選任され、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であった。ジェラルール・ラコステ氏は、2024年1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。同氏は2025年12月、フランス研修機関（IFA）とパリ政治学院が発行する企業役員認定資格を取得した。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。
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	
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	
	現在のその他の役職 該当なし
	過去5年間に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			
従業員により選任された取締役		委員会	
社外における主要な役職		委員：戦略委員会／リスクおよび監査委員会／企業責任委員会	
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			
51歳		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			
専門分野	職務／役職	所属	国
・メディア／コミュニケーション／産業	常任評議員	エネルギー高等評議会（ <i>Conseil supérieur de l'énergie</i> ）	フランス
・CSR／社会的構成要素			
・人事	補欠評議員	エネルギー移行国家評議会（ <i>Conseil National de la Transition Énergétique</i> ）	フランス
過去5年間に就任し任期が満了した役職			
該当なし			

セシール・ピショ	
従業員により選任された取締役	委員会 委員：企業責任委員会／任命報酬およびガバナンス委員会／戦略委員会
社外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	
51歳	健康、安全および環境学の修士号を持つセシール・ピショ氏は、デリケートな産業環境における安全、品質およびリスク管理の分野で約30年の経験を有している。1997年、同氏はアスベストおよび放射性環境下における物流介入を専門とする会社の品質管理者としてキャリアを開始した。その後同氏は、EDF-GDFサービスの小売部門に加入して地域の代理店をサポートした後、シノンにあるEDFの原子力発電所で勤務した。その後、放射性物質輸送担当のプロジェクト・マネージャー、品質管理コーディネーターを歴任し、2009年からは統括管理システム（IMS）の導入に特に尽力した。2013年から2022年にかけて同氏は、シノン原子力発電所および廃炉プロジェクト・廃棄物部門にて、危険物輸送ならびに環境および放射性物質防護に関する独自の専門知識を提供した。その後、同氏はEDF技術運営ユニット（UT0）に加入し、稼働中の原子力発電所および新規の原子力発電所建設に携わるサプライヤーの認定業務を担当した。2025年、同氏は、パリ政治学院（Sciences Po）とフランス研修機関（IFA）による企業役員認定資格を取得した。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、ブルグイユ市の市議会議員として公職にも携わっている。同氏は、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11月23日	
任期満了日 2027年11月22日	
専門分野 ・エネルギー／原子力 ・人事 ・CSR／社会的構成要素	
現在のその他の役職 該当なし	
過去5年間に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
ベアトリス・ビゴワ	当グループ上級執行副社長、顧客・サービス・地域部門担当
ベアトリス・ビュフォン	当グループ上級執行副社長、EDF power solutionsの事業部門担当
グザヴィエ・グルズ	当グループ上級執行副社長、新規の原子力発電所建設のプロジェクト管理部門担当
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
クロード・ラリュエル	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
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・産業パートナーシップ部門担当
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
ニコラ・マシュトゥ	当グループ上級執行副社長、当グループ書記長
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
エリザベート・テライユ	当グループ上級執行副社長、人事部門担当
アラン・トランゼール	当グループ上級執行副社長、原子力エンジニアリング部門担当
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・開発部門担当
エマニュエル・ヴェルジェ	当グループ上級執行副社長、水力発電事業部門担当

当グループ上級コーディネーション担当部長であるグレゴリー・トラノイ氏は、2025年11月1日から執行委員会の秘書役を務めている。

(ii) 執行役員の個人情報

ベアトリス・ビゴワ：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。1994年にEDFの財務部門でキャリアを開始した。1999年、同氏はLondon Electricityに入社し、トレーディングおよびリスク管理機能を構築した。2003年、同氏はフランスに戻り、EDFの中期最適化部門を立ち上げた後、EDF Tradingのパリオフィスを牽引した。2008年、英国に戻ったベアトリス・ビゴワ氏は、EDF Tradingの最高財務責任者に就任し、その後2014年にEDF Energyの顧客部門のジェネラル・マネージャーに任命された。2020年、同氏はEDF Tradingの最高経営責任者に任命され、2025年12月までその職を務めた。2026年1月1日から、同氏は顧客・サービス・地域部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

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（北部）洋上風力発電所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 power solutionsの事業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・グルズ：国立土木学校（*École nationale des ponts et chaussées*）を卒業。設計事務所でプロジェクト・マネージャーとして最初の経験を積んだ後、グザヴィエ・グルズ氏は、オート・サヴォワの2つの高速道路プロジェクトの実施を担当するプロジェクト管理チームに参加した。その後、複数のインフラプロジェクトに関する経済調査を行い、都市部にお

ける公共交通機関のプロジェクトに携わった。1999年、ブザンソンのフランス鉄道線路事業公社（RFF）に入社し、高速鉄道ライン-ロヌ線プロジェクトの技術管理責任者を務めた。最初はプロジェクト・マネージャーとして、後にプロジェクト・ディレクター（プロジェクト事業者）として、同氏は運行開始までプロジェクトに同行した。2012年7月、グザヴィエ・グルズ氏は、SNCF Réseauのプロジェクト事業者側の唯一のプロジェクト・ディレクターとして、EOLEチーム（パリ地域急行鉄道網Eラインの西部への延伸プロジェクト）に参加した。2024年12月1日、グザヴィエ・グルズ氏は、運営責任者としてEDFの原子力プログラム部門に加入した。2025年6月1日から、同氏は新規の原子力発電所建設のプロジェクト管理部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

ヴェロニック・ラクール：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、同氏は同社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。同氏は、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。

クロード・ラリュエル：国立理工科大学（École polytechnique）および国立土木学校（École nationale des ponts et chaussées）を卒業。同氏は、1993年にフランス運輸省でキャリアを開始し、その後内務省に勤めた。同氏は、2000年にVeoliaグループに入社し、フランスでいくつかの管理職を歴任した後、北米担当執行副社長に就任し、その後アジア太平洋地域担当業務責任者に就任した。2013年から2018年にかけては、Veoliaの技術・業績担当部長およびグローバル専門事業担当部長を務めた。2018年、同氏は、グループの財務・デジタル・購買担当の副最高経営責任者に任命され、2024年9月まで同職を務めた。2022年以降、クロード・ラリュエル氏はVinciの社外取締役も務めている。2025年9月1日、同氏は業績・影響・投資および財務部門担当の当グループ常務取締役としてEDFに加わった。

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・産業パートナーシップ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。

ニコラ・マシュトゥ：フランス会計検査院の参事官であり、パリ第2大学およびニューヨークのコロンビア大学を卒業。2004年にフランスのエネルギー規制委員会（Commission de régulation de l'énergieまたはCRE）でキャリアを開始し、事務

局長の下で電力およびガス市場の自由化に取り組んだ。2006年にRTE (*Réseau de Transport d'Electricité*) に入社し、最初は業務執行委員会委員長の下で電力網事業者の規制に取り組み、その後財務部門で子会社および新規事業部門の責任者を務めた。2012年にはジャン＝マルク・エロー首相官房のエネルギー・環境担当の技術顧問に就任した。2014年には会計検査院の参事官およびフランス鉄道・道路事業規制局 (*Autorité de régulation des activités ferroviaires et routières* または ARAFER) の理事に任命された。2015年10月、ニコラ・マシュトゥ氏は、共和国大統領府のフランソワ・オランド大統領官房のエネルギー・持続可能な開発・運輸・住宅・都市担当顧問に任命された。2017年、イル・ド・フランス担当部長代理兼執行役員としてEnedisに加入した。2020年6月1日から2022年6月1日までCitelumの取締役会会長を務めた。2022年6月、同氏はEDFグループの戦略・技術・イノベーション・開発部門の新規原子力プログラム担当部長に就任した。2025年9月1日から、ニコラ・マシュトゥ氏は、当グループ上級執行副社長および当グループ書記長を務めている。

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ー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。

エリザベート・テライユ：エリザベート・テライユ氏は、パリ・ドーフン大学の哲学の学士号および人材管理の大学院の学位ならびにCELSA（ソルボンヌ大学附属情報通信科学高等研究院）の情報通信科学の修士号を持つ。1995年にGaz de Franceで運輸・貯蔵インフラ担当運用人事マネージャーとしてキャリアを開始した。同氏は人事労務部門（EDFとGaz de Franceの共同運営）に加入し、後にEDFグループの人事部門に加わった。その後、同氏のキャリアは原子力エンジニアリングへと向かい、コーディネーション・マネージャーを務めた後、新規の原子力発電所建設、ニュークリア・アイランドのエンジニアリング調査、フラマンビルEPRの現場ならびに中国および英国の海外駐在員を統括する営業主体の人事部長を務めた。世界原子力事業者協会（WANO）に在籍した後、同氏は、企業機能担当の人事部長兼報酬責任者としてDalkiaに加入した。2021年、同氏はEDFグループの人事部長からの委託を受け、原子力業界における専門職の魅力を高めるために、産業界、学術界および雇用の世界を結びつける原子力職業大学を創設した。2022年9月、同氏はFramatomeの人事部長に就任した。2025年9月1日から、同氏は人事部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

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、当グループの原子力エンジニアリング部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

グザヴィエ・ウルサ：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。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。同氏は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2010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、その後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。2015年、同氏はエンジニアリングおよび原子力新設プロジェクト部門担当の当グループ上級執行副社長に任命され、その後2024年4月にはEDFグループの戦略・技術・イノベーション・開発部門担当となった。グザヴィエ・ウルサ氏は、フランス原子力部門戦略委員会（*Comité stratégique de filière nucléaire* または CSFN）の委員長およびフランス原子力産業協会（*Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire* または GIFEN）の会長を務めており、2025年1月からはNuclear Europe（欧州原子力産業協

会)の会長も務めている。同氏はまた、Edvanceの監督・運営委員会委員長およびFramatomeの監査役も務めている。同氏はまた、世界水会議の名誉理事でもある。2024年4月1日から、同氏は、戦略・技術・イノベーション・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。

エマニュエル・ヴェルジェ：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。Générale des Eauxの財務部門でキャリアを開始し、その後財務省に入省し、ラテンアメリカとの通商関係を担当した。2001年にEDFグループに入社し、当初は財務部門に所属していたが、その後、国際・ガス部門の業務執行取締役代理のチーフスタッフに任命された。同氏は、とりわけラテンアメリカ子会社の財務再編とその後の一連の売却に関与した。その後、中国におけるEPRモデルの導入および建設において重要な役割を果たし、台山の2基の原子炉のエンジニアリング担当副部長を務めた。その後、当グループのウラン調達・濃縮契約の交渉を担当した。その後、上流・下流取引最適化部門内のEDFの電力生産最適化オペレーショナル・センターを3年間率いた。同氏はその後、当グループの核燃料担当部長として原子力部門に戻った。2022年4月から、同氏はEDFの水力発電所の責任者を務めている。2025年7月8日より、水力発電事業部門担当の当グループ上級執行副社長。

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、2026年3月31日現在、EDFに関し、取締役および経営幹部の職務と取締役および経営幹部の個人の利益またはその他の職務の間において、潜在的利益相反は存在しない（利益相反に関して取締役会に適用される規則については「第5 3 (1) ② (viii) 取締役の責任および義務」を参照。）。

当社の取締役（「第5 3 (2) ① (i) 取締役会の構成員」を参照。）に適用される特有の法令および規制の規定に従い、EDFの認識する限り、株主、顧客、供給業者またはその他の者との間で、取締役または経営幹部として選任されるべく締結された協定または合意は存在しない。

EDFが認識する限り、統治機関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の統治機関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。

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.が、2025年3月13日に債権者の任意清算手続下に置かれたことを除いて、EDFが認識する限り、最近5年間で行政当局もしくは規制当局により訴追または公的制裁を受けた取締役は他にいない。

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

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、2024事業年度および2025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。

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としてのリュック・レモン氏の報酬の内訳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し、1953年8月9日付命令の改正により規定される上限額である450,000ユーロの年間固定報酬総額を設定した。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事業年度のリュック・レモン氏の年間固定報酬総額を450,000ユーロに据え置くことを決定したが、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、2022年以降と同様に、同日以降引き上げられていないことに改めて留意した。リュック・レモン氏は、社用車の使用権を放棄したため、現物給付を受けていない。2025年5月5日付でEDFの取締役および会長兼最高経営責任者の職務を終了したことに伴い、リュック・レモン氏の2025事業年度の報酬は、2025年1月1日から2025年5月5日までの期間について日割り計算される。リュック・レモン氏は、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）の対象となっていた。

2025年5月5日の任命報酬およびガバナンス委員会による提案に基づき、取締役会は同日の会議において、EDFの会長兼最高経営責任者への就任を条件として、ベルナール・フォンタナ氏の2025事業年度における年間固定報酬総額を450,000ユーロに設定した。この報酬は、就任日から日割り計算される。ベルナール・フォンタナ氏は、社用車の使用権を放棄したため、現物給付を受けていない。同氏は、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。

2026事業年度の報酬

2026年2月17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の内訳を決定するための原則および基準を2026事業年度において据え置くことを取締役会に勧告し、1953年8月9日付命令の改正により規定される上限額である450,000ユーロの年間固定報酬総額を設定した。取締役会は2026年2月19日に開催された会議において、2026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。ベルナール・フォンタナ氏は、社用車の使用権を放棄したため、現物給付を受けていない。同氏は、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。

以下の表は、2024事業年度および2025事業年度の以下の報酬の内訳を表している。

- ・2025年5月5日までEDFの会長兼最高経営責任者を務めたリュック・レモン氏
- ・EDFの会長兼最高経営責任者に就任したベルナール・フォンタナ氏（暫定職務期間を含む、すなわち2025年5月5日以降）

表1－執行役員へ付与された報酬、オプションおよび株式の概要

(単位：ユーロ)	2025事業年度	2024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。）	155,114	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	155,114	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。

(単位：ユーロ)	2025事業年度	2024事業年度
ベルナール・フォンタナ（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。）	296,591	n.a.
事業年度中に付与された様々な多年度報酬	-	n.a.
事業年度中に付与されたオプション評価 ⁽¹⁾	-	n.a.
事業年度中に付与された無償株式評価 ⁽¹⁾	-	n.a.
合計	296,591	n.a.

n.a.＝該当なし。

(1) 「第5 3 (2) ④ (ii) ストック・オプション－無償株式」を参照。

表2－執行役員に対して2024事業年度および2025事業年度に支払われるべきまたは支払済みのすべての種類の報酬の概要

(単位：ユーロ)	2025事業年度		2024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	155,114	155,114	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	155,114	155,114	450,000	450,000

その他の報酬の内訳

	2025事業年度		2024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.
競業禁止義務条項	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 て支払われたかまたは付与された報酬	-	-	-	-
合計	0	0	0	0

n.a. = 該当なし。

	2025事業年度		2024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)				
ベルナール・フォンタナ (会長兼最高経営責任者)				
固定報酬	296,591	296,591	n.a.	n.a.
変動報酬	-	-	n.a.	n.a.
多年度報酬	-	-	n.a.	n.a.
特別報酬	-	-	n.a.	n.a.
取締役報酬	-	-	n.a.	n.a.
現物給付	0	0	n.a.	n.a.
合計	296,591	296,591	n.a.	n.a.

n.a. = 該当なし。

その他の報酬の内訳

	2025事業年度		2024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)				
ベルナール・フォンタナ (会長兼最高経営責任者)				
取締役の報酬	-	-	n.a.	n.a.

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.
競業禁止義務条項	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	-	-	n.a.	n.a.
合計	0	0	n.a.	n.a.

n.a. = 該当なし。

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－2025事業年度」および「取締役の報酬－2026事業年度」を参照。）。

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、従業員を代表する取締役は、職務を遂行するための時間手当が支給される一方、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条に従い、政府を代表する取締役の職務の遂行に伴う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－2025事業年度

2024事業年度以降、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。

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。

2025年5月5日の株主総会において、2024年6月10日に取締役会により採用され2025年2月20日の取締役会で確認された配分規則に従い、2025事業年度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675,000ユーロに決定された。

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ない。

取締役の報酬－2026事業年度

任命報酬およびガバナンス委員会からの提案に基づき取締役会は、2026年2月19日の会議において、2025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、2026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475,600ユーロを提出することを決定し、またかかる合計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。

2026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。

取締役に付与され、支払われた報酬の概要－2024事業年度および2025事業年度（ユーロ建総額）

2025事業年度に関 2024事業年度に関
して付与され して付与され
2025年7月および 2024年7月および
2026年2月に 2025年2月に
支払われた額 支払われた額

(単位：ユーロ)

EDF SAの株主総会で割り当てられた報酬の総額	675,000 ⁽¹⁾	675,050 ⁽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	675,000 ⁽³⁾	596,050 ⁽³⁾
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.	79,000 ⁽⁴⁾
EDF SAによって付与された報酬の総額	509,750	615,550
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	509,750	536,550
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.	79,000 ⁽⁴⁾
クリストフ・ベギネ ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
ヴァレリー・ブロス ⁽⁶⁾	16,350	n.a.
マチュー・シャバネル ⁽⁷⁾	6,700	n.a.
ナタリー・コラン	58,650	54,850
ブルーノ・クレメル ⁽⁸⁾	20,500	77,150
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.	34,000
ジル・ドゥノワイエル	54,150	43,650
アンヌ・マリー・デコート	35,250	29,800
ブルーノ・イーヴァン ⁽⁹⁾	44,000	19,700
ベルナール・フォンタナ ⁽¹⁰⁾	n.a.	n.a.
オーレリー・フリオネ ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
デルフィーヌ・ジェニー・ステファン	44,850	44,000
ファブリス・ギヨン ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
ジェラルド・ラコステ ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
カトリーヌ・ラニョー ⁽¹¹⁾	21,800	n.a.
マリー・クリスティーヌ・ルプティ ⁽¹²⁾	28,900	69,550
コレット・ルウィネ ⁽¹³⁾	n.a.	40,500
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.	17,000
サンドリーヌ・レンリー ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
クレール・プディニ	45,700	72,200
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.	16,000
フィリップ・プティコラン	66,700	65,000
セシール・ピショ ⁽⁵⁾	n.a.	n.a.
リュック・レモン ⁽¹⁰⁾	n.a.	n.a.
ミシェル・ルソー ⁽¹⁴⁾	18,850	49,000
アレクシ・ザグドンディヴェール	47,350	50,150
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.	12,000

- (1) 取締役役に割り当てられる年間報酬額は、2025年5月5日の株主総会において、675,000ユーロに決定された。
- (2) 取締役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。
- (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特定の役職(委員会委員または委員長職)を考慮し、2024年6月10日に2024事業年度について、また、2025年2月20日に2025事業年度について取締役会により採用された規則に従い、この金額を上限として報酬を受け取る。
- (4) 取締役の2024年の年間報酬額は、2023年6月12日に取締役会により制定された規則に従い、EDFグループの事業計画を担当する作業部会の構成員である取締役に対して支払われる追加報酬総額79,000ユーロを含む。
- (5) 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。

- (6) フランス政府の提案に基づき、2025年5月5日の株主総会において、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏の後任として、ヴァレリー・ブロス氏を取締役に任命し、2025年6月5日より就任することとした。
- (7) マチュー・シャパネル氏は、2025年9月25日、ブルーノ・クレメル氏の後任として取締役を選任された。同氏の就任は、次のEDF定時株主総会で承認される予定である。
- (8) ブルーノ・クレメル氏は、2025年5月5日にEDFの取締役としての職務を退任した。
- (9) 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。
- (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。2025年5月7日、フランス共和国の大統領令により、ベルナール・フォンタナ氏がEDFの取締役会会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2025年5月5日にリュック・レモン氏のEDF会長兼最高経営責任者としての職務が終了した後、同日から暫定的に職務を遂行していた。
- (11) フランス政府の提案に基づき、2025年5月5日の株主総会において、ミシェル・ルソー氏の後任としてカトリーヌ・ラニョー氏が取締役に選任された。
- (12) 2025年5月5日の株主総会において、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏のEDF取締役としての任期満了が記録された。
- (13) 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、同日の株主総会においてその旨が確認された。
- (14) 2025年5月5日の株主総会において、ミシェル・ルソー氏のEDF取締役としての任期満了が記録された。

(ii) ストック・オプション－無償株式

当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式（パフォーマンス・シェア）を付与されない。

(iii) 2021年から2025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、5年間にわたる推移を示したものである。

- ・会長兼最高経営責任者の報酬水準と年間を通じて継続して雇用されているフランスにおける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
- ・グループEBITDAの本業における変動

	2025年	2024年	2023年	2022年	2021年
会長兼最高経営責任者の報酬	450,000	450,000	450,000	455,059	453,660
会長兼最高経営責任者の報酬の変化 ⁽¹⁾	0.0%	0.0%	0.0% ⁽²⁾	0.0%	0.0%
自己資本比率／平均報酬 ⁽³⁾	5.8	5.7	5.8	6.3	6.6
自己資本比率／報酬中央値 ⁽³⁾	6.2	6.0	6.2	6.8	7.2
平均給与の変化 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	-2.1%	+2.2%	+7.3%	+5.8%	-0.2%
給与と中央値の変化 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	-2.1%	+2.7%	+9.0%	+6.2%	-0.1%
グループEBITDAの本業における変動 ⁽¹⁾	-19.2%	-8.4%	+903.4%	-128.2%	+11.3%

(1) N年目に記録されたN-1年目との比較。

(2) 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。さらに、2025年には平均給与および給与中央値がわずかに減少した。この変化は、主に「ノリア」効果によるもので、新規採用者の数が多く、離職する従業員（特に定年退職者）よりも給与が低かったためである。労働力の増加および固定給与の引上げの効果は、このノリア効果の影響を相殺するには不十分であった。

(3) 【監査の状況】

① リスクおよび監査委員会

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。

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	7名	89.2%	2時間38分	66.7%

* 従業員を代表する取締役を除く。

2025年12月31日現在のリスクおよび監査委員会の委員

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
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
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

* 2025年6月19日に取締役会によりリスクおよび監査委員会委員長に任命された。

フランス商法第L.821-67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。AFEP-MEDEF規約第17.1条は、以下を勧告している。

- ・リスクおよび監査委員会の委員が財務会計能力を有すること
 - ・取締役会が同委員会委員長の任命または再任を特別に審議すること
 - ・同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（「第5 3（1）②（v）取締役の独立性の審査」を参照。）
- 同委員会の構成は、以下の規定に準拠している。
- ・財務および会計に関する専門知識を有するナタリー・コラン氏およびフィリップ・プティコラン氏の参加は、独立性の基準を満たしている。
 - ・ジル・ドゥノワイエル氏は、財務および会計に関する定評ある専門知識を有していることから、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、2025年6月19日に取締役会により同委員会委員長に任命された。

任務

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し、特に以下の職務を行うものとする。

- ・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
 - ・内部統制、リスク管理システムおよび内部監査の有効性の監視
 - ・法定監査人の職務遂行の監視
- 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

- ・企業責任委員会と連携した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。）
- ・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。

2025年の活動

2025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。

会計および財務情報作成の処理過程	・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 ・半期財務書類および年次財務書類に関する財務コミュニケーションのドラフト ・資産価値の見直し ・2026年予算および2027年から2028年の中期計画
内部統制およびリスク管理システムの有効性	・リスク分類および内部統制 ・戦略的財務管理の枠組みならびに財務管理および金融リスク管理に関する年次職務の更新 ・エネルギー市場リスク ・カウンターパーティ・リスク ・サイバー・セキュリティ：ガバナンス、リスク管理および脅威の状況
内部監査	・2024年度下半期および2025年度上半期の内部監査活動報告および行動計画のモニタリング ・2026年内部監査プログラムのドラフト
法定監査人	・法定監査人またはそのネットワーク内のメンバーによる財務書類の監査以外のサービスに関する見直し（2024年度下半期および2025年度上半期）
その他	・商業政策上の法的枠組み

リスクおよび監査委員会は、2025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。2025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21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3年目である。カーペーエムジェー エス アはマリー・ギエ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ス・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

2025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、2026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＝184.75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2025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	2025年度		2024年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	5.1	113,266	209,259	118,690	219,280
燃料およびエネルギー購入費用	5.2	(56,881)	(105,088)	(54,217)	(100,166)
その他の対外費用 ⁽¹⁾		(13,953)	(25,778)	(13,548)	(25,030)
人件費 ⁽¹⁾	5.3	(15,163)	(28,014)	(14,166)	(26,172)
法人所得税以外の税金	5.4	(3,407)	(6,294)	(4,142)	(7,652)
その他の営業収益および営業費用	5.5	5,394	9,965	3,906	7,216
減価償却費および償却費控除前営業利益	5	29,256	54,050	36,523	67,476
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	17.5	(611)	(1,129)	443	818
減価償却費および償却費		(12,451)	(23,003)	(11,970)	(22,115)
(減損)／戻入	9.7	(4,165)	(7,695)	(1,835)	(3,390)
その他の収益および費用	6	1,075	1,986	(4,834)	(8,931)
営業利益		13,104	24,210	18,327	33,859
総金融負債に係る費用	7.1	(3,377)	(6,239)	(4,094)	(7,564)
割引の影響	7.2	(3,428)	(6,333)	(3,190)	(5,894)
その他の金融収益および費用	7.3	5,230	9,662	6,352	11,735
金融損益	7	(1,575)	(2,910)	(932)	(1,722)
連結会社の税引前利益		11,529	21,300	17,395	32,137
法人所得税	8	(3,641)	(6,727)	(4,887)	(9,029)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	11	670	1,238	(683)	(1,262)
非継続事業の純利益		-	-	29	54
連結純利益		8,558	15,811	11,854	21,900
EDFの純利益		8,367	15,458	11,406	21,073
EDFの純利益－継続事業		8,367	15,458	11,378	21,021
EDFの純利益－非継続事業		-	-	28	52
非支配持分に帰属する純利益		191	353	448	828
非支配持分に帰属する純利益－継続事業		191	353	447	826
非支配持分に帰属する純利益－非継続事業		-	-	1	2

(1) その他の対外費用および人件費は、資産計上された発電コストを控除後で報告されている。2025年12月31日現在、過年度において「その他の対外費用」に含まれていた、人件費に関連する棚卸資産および資産計上された発電コストの変動は、「人件費」から控除されており、減価償却費および償却費控除前営業利益への影響はない。これに伴い、2024年度の比較数値も修正再表示されている（注記5および5.3を参照）。

連結包括利益計算書

		2025年度			2024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		8,367	191	8,558	11,406	448	11,854
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	17.5.5	3,619	12	3,631	2,146	(7)	2,139
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値－税効果		(934)	7	(927)	(534)	1	(533)
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	17.5.5	833	-	833	(666)	-	(666)
純投資ヘッジの公正価値－税効果		(92)	-	(92)	10	-	10
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	17.1.2	(16)	-	(16)	539	-	539
関連する税効果		4	-	4	(139)	-	(139)
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	17.5.5	(206)	-	(206)	133	-	133
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－税効果		53	-	53	(34)	-	(34)
換算調整－被支配事業体		(2,141)	(398)	(2,539)	1,356	385	1,741
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		(509)	-	(509)	166	(7)	159
リサイクルを伴う自己資本計上損益		611	(379)	232	2,977	372	3,349
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	17.1.2	95	1	96	8	-	8
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	15.1.4	1,406	14	1,420	(791)	67	(724)
関連する税効果		(118)	(5)	(123)	7	(19)	(12)
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		1	-	1	149	-	149
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		1,384	10	1,394	(627)	48	(579)
自己資本計上損益合計		1,995	(369)	1,626	2,350	420	2,770
連結包括利益		10,362	(178)	10,184	13,756	868	14,624
継続事業の包括利益		10,362	(178)	10,184	13,727	868	14,595
非継続事業の包括利益		-	-	-	29	-	29

		2025年度			2024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		15,458	353	15,811	21,073	828	21,900
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	17.5.5	6,686	22	6,708	3,965	(13)	3,952
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値－税効果		(1,726)	13	(1,713)	(987)	2	(985)
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	17.5.5	1,539	-	1,539	(1,230)	-	(1,230)
純投資ヘッジの公正価値－税効果		(170)	-	(170)	18	-	18
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	17.1.2	(30)	-	(30)	996	-	996
関連する税効果		7	-	7	(257)	-	(257)
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	17.5.5	(381)	-	(381)	246	-	246
ヘッジコストの公正価値（外貨ベース・スプレッド）－税効果		98	-	98	(63)	-	(63)
換算調整－被支配事業体		(3,955)	(735)	(4,691)	2,505	711	3,216
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		(940)	-	(940)	307	(13)	294
リサイクルを伴う自己資本計上損益		1,129	(700)	429	5,500	687	6,187
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	17.1.2	176	2	177	15	-	15
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	15.1.4	2,598	26	2,623	(1,461)	124	(1,338)
関連する税効果		(218)	(9)	(227)	13	(35)	(22)
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		2	-	2	275	-	275
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		2,557	18	2,575	(1,158)	89	(1,070)
自己資本計上損益合計		3,686	(682)	3,004	4,342	776	5,118
連結包括利益		19,144	(329)	18,815	25,414	1,604	27,018
継続事業の包括利益		19,144	(329)	18,815	25,361	1,604	26,964
非継続事業の包括利益		-	-	-	54	-	54

連結貸借対照表

資産		2025年12月31日現在		2024年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	9.1	6,972	12,881	7,108	13,132
その他の無形資産	9.2	13,182	24,354	12,567	23,218
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）	9.3-9.4	111,936	206,802	108,100	199,715
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	10.1	71,398	131,908	68,663	126,855
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	9.5	6,682	12,345	6,616	12,223
関連会社および共同支配企業に対する投資	11	8,828	16,310	10,167	18,784
非流動金融資産	17.1	56,551	104,478	55,951	103,369
その他の非流動債権	12.4	1,978	3,654	1,979	3,656
繰延税金資産	8.3	2,807	5,186	4,553	8,412
非流動資産		280,334	517,917	275,704	509,363
棚卸資産	12.2	19,167	35,411	19,248	35,561
営業債権	12.3	21,665	40,026	24,139	44,597
流動金融資産 ⁽¹⁾	17.1	32,638	60,299	26,739	49,400
当期税金資産		698	1,290	834	1,541
その他の流動債権	12.4	12,214	22,565	10,355	19,131
現金および現金同等物 ⁽¹⁾	17.2	7,641	14,117	7,597	14,035
流動資産		94,023	173,707	88,912	164,265
売却目的保有に分類された資産	3.2	-	-	589	1,088
資産合計		374,357	691,625	365,205	674,716
自己資本および負債		2025年12月31日現在		2024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	13	2,084	3,850	2,084	3,850
EDFの純利益および連結剰余金		68,269	126,127	60,771	112,274
自己資本（EDF持分）		70,353	129,977	62,855	116,125
自己資本（非支配持分）	13.4	10,824	19,997	11,029	20,376
自己資本合計	13	81,177	149,975	73,884	136,501
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	14	67,577	124,849	68,829	127,162
従業員給付引当金	15	16,158	29,852	17,284	31,932
その他の引当金	16	6,634	12,256	6,022	11,126
非流動引当金		90,369	166,957	92,135	170,219
フランスの公共配電特別委譲負債	10.2	51,154	94,507	50,603	93,489
非流動金融負債	17.3	70,232	129,754	71,096	131,350
その他の非流動負債	12.6	5,503	10,167	6,039	11,157
繰延税金負債	8.3	1,160	2,143	1,070	1,977
非流動負債		218,418	403,527	220,943	408,192
流動引当金	14、15.1および16	6,450	11,916	6,920	12,785
営業債務	12.5	21,322	39,392	19,466	35,963
流動金融負債	17.3	22,119	40,865	18,888	34,896
当期税金負債		308	569	351	648
その他の流動負債	12.6	24,535	45,328	24,631	45,506
流動負債		74,734	138,071	70,256	129,798
売却目的保有に分類された負債	3.2	28	52	122	225
自己資本および負債合計		374,357	691,625	365,205	674,716
⁽¹⁾ 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では、151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。					

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2025年度		2024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		8,558	15,811	11,854	21,900
非継続事業の純利益		-	-	29	54
継続事業の純利益		8,558	15,811	11,825	21,847
減損／（戻入）	9.7	4,165	7,695	1,835	3,390
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		14,191	26,218	14,027	25,915
金融収益および費用		656	1,212	1,076	1,988
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		697	1,288	582	1,075
資産譲渡損益		272	503	141	260
法人所得税	8	3,641	6,727	4,887	9,029
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	11	(670)	(1,238)	683	1,262
運転資本の変動	12.1	2,080	3,843	(1,452)	(2,683)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		33,590	62,058	33,604	62,083
金融費用支出（純額）		(1,797)	(3,320)	(2,362)	(4,364)
法人所得税支払額		(2,668)	(4,929)	(3,384)	(6,252)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		29,125	53,808	27,858	51,468
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	54
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		29,125	53,808	27,887	51,521
投資活動					
持分投資の取得、取得現金控除後		(89)	(164)	(557)	(1,029)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		964	1,781	88	163
無形資産および有形固定資産への投資	9.6	(24,832)	(45,877)	(24,779)	(45,779)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金 ⁽¹⁾		400	739	-	-
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		342	632	148	273
金融資産の変動 ⁽²⁾	17.1.2	(7,392)	(13,657)	1,140	2,106
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(30,607)	(56,546)	(23,960)	(44,266)
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)	(54)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(30,607)	(56,546)	(23,989)	(44,320)
財務活動					
EDFの増資		-	-	-	-
非支配株主との取引 ⁽³⁾		105	194	2,840	5,247
親会社の支払分配金		(2,000)	(3,695)	-	-
非支配株主に対する支払配当金		(433)	(800)	(670)	(1,238)
株主とのキャッシュ・フロー		(2,328)	(4,301)	2,170	4,009
借入の実行	17.3.2	18,691	34,532	15,385	28,424
借入債務の返済 ⁽⁴⁾	17.3.2	(14,912)	(27,550)	(26,564)	(49,077)
永久劣後債の発行	13.3	1,236	2,284	1,728	3,192
永久劣後債の持参人に対する支払額	13.3	(533)	(985)	(582)	(1,075)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金 ⁽¹⁾		-	-	676	1,249
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		4,482	8,280	(9,357)	(17,287)
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		2,154	3,980	(7,187)	(13,278)
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）		2,154	3,980	(7,187)	(13,278)
継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		672	1,242	(3,289)	(6,076)
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		672	1,242	(3,289)	(6,076)
現金および現金同等物の期首残高		7,597	14,035	10,775	19,907
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		672	1,242	(3,289)	(6,076)
為替変動		(426)	(787)	174	321
その他の非資金変動		(202)	(373)	(63)	(116)
現金および現金同等物の期末残高	17.2	7,641	14,117	7,597	14,035

(1) 2025年12月31日現在、過年度において「財務活動によるその他のキャッシュ・フロー」に含まれていた「委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金」400百万ユーロが「継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）」に組み替えられた（2024年12月31日現在676百万ユーロ）。

(2) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在151百万ユーロ、2023年12月31日現在589百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。この組替えは、2025年12月31日現在、「金融資産の変動」にマイナス751百万ユーロの影響を与えている。なお、比較数値が修正再表示された場合、2024年12月31日現在の影響は、プラス433百万ユーロとなる。

(3) 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、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。
(4) 2025年度における永久劣後債の償還に関する(2,007) 百万ユーロ (2024年度は(3,031)百万ユーロ) を含む。

連結持分変動計算書

2025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	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
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	-	-	-	(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
自己資本計上損益	-	(2,624)	3,235	1,384	1,995	(369)	1,626
純利益	-	-	-	8,367	8,367	191	8,558
連結包括利益	-	(2,624)	3,235	9,751	10,362	(178)	10,184
永久劣後債に係る支払	-	-	-	(533)	(533)	-	(533)
永久劣後債の発行／償還	-	-	-	2	2	-	2
親会社の支払分配金	-	-	-	(2,000)	(2,000)	-	(2,000)
支払配当金	-	-	-	-	-	(437)	(437)
その他の変動(3)	-	(20)	(22)	(291)	(333)	410	77
2025年12月31日現在自己資本	2,084	(1,065)	2,856	66,478	70,353	10,824	81,177
(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・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) 2025年度における自己資本（非支配持分）の「その他の変動」には、特に、EDFによるヒンクリー・ポイントCプロジェクトの保有比率増加（2024年12月31日現在72.60%から2025年12月31日現在76.69%）に関連する331百万ユーロが含まれている。2024年度において、当該項目には、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（増資2,359百万ユーロ）、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。							

(単位：億円)	資本金	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
2023年12月31日現在自己資本	3,850	(35)	(3,200)	95,765	96,380	22,079	118,460
自己資本計上損益	-	2,952	2,548	(1,158)	4,342	776	5,118
純利益	-	-	-	21,073	21,073	828	21,900
連結包括利益	-	2,952	2,548	19,914	25,414	1,604	27,018
永久劣後債に係る支払	-	-	-	(1,075)	(1,075)	-	(1,075)
永久劣後債の発行／償還	-	-	-	(3,625)	(3,625)	-	(3,625)
支払配当金	-	-	-	-	-	(1,242)	(1,242)
その他の変動(3)	-	-	(7)	(963)	(970)	(2,066)	(3,034)
2024年12月31日現在自己資本	3,850	2,917	(660)	110,017	116,125	20,376	136,501
自己資本計上損益	-	(4,848)	5,977	2,557	3,686	(682)	3,004
純利益	-	-	-	15,458	15,458	353	15,811
連結包括利益	-	(4,848)	5,977	18,015	19,144	(329)	18,815
永久劣後債に係る支払	-	-	-	(985)	(985)	-	(985)
永久劣後債の発行／償還	-	-	-	4	4	-	4
親会社の支払配当金	-	-	-	(3,695)	(3,695)	-	(3,695)
支払配当金	-	-	-	-	-	(807)	(807)
その他の変動(3)	-	(37)	(41)	(538)	(615)	757	142
2025年12月31日現在自己資本	3,850	(1,968)	5,276	122,818	129,977	19,997	149,975
(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) 2025年度における自己資本（非支配持分）の「その他の変動」には、特に、EDFによるヒンクリー・ポイントCプロジェクトの保有比率増加（2024年12月31日現在72.60%から2025年12月31日現在76.69%）に関連する331百万ユーロが含まれている。2024年度において、当該項目には、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（増資2,359百万ユーロ）、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。							

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、2025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2025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、2026年2月19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

2002年7月19日付欧州規則1606/2002を適用し、EDFグループの2025年12月31日現在の連結財務諸表の作成および表示に採用された会計原則は、2025年12月31日現在において欧州連合に採択されている国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）の基準および解釈指針に準拠している。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。各表の値は四捨五入前の金額に基づいているため、これらの合計値と、合計値を構成する各項目の四捨五入後の数値の合計との間に差額が生じる場合がある。

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会計処理されている。

適用された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関連する注記に記載している。

1.1 会計基準の変更

2025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、2025年度に適用されるようになった基準を除き、2024年12月31日現在の連結財務諸表において用いられているものと同一である。

1.1.1 IASBに公表され、2025年1月1日から適用される基準

IAS第21号の修正「外国為替レート変動の影響－交換可能性の欠如」

2025年1月1日以降適用されるこの修正は、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決定するための指針を提供し、この文脈で提供する追加情報を定めている。

当該修正の適用は、当グループの2025年12月31日現在の財務諸表に重要な影響を与えていない。

1.1.2 IASBに公表され、2026年1月1日以後に適用される基準

2026年1月1日から適用される基準（欧州連合により採択されたもの）

当グループは、以下の修正の初度適用による重要な影響はないと見込んでいる。

IFRS第7号およびIFRS第9号の修正「金融商品の分類および測定」

この修正は特に、金融資産または金融負債の認識を中止すべき日を規定し、キャッシュ・フローの期日または金額が変更可能な契約条件が付された金融商品に対するSPPI（元本および元本残高に係る利息の支払のみ）基準の適用条件および開示すべき追加情報を明確化し、OCIを通じて公正価値で計上することを選択した資本性金融商品に関する開示情報を更新するものである。

IFRS第7号およびIFRS第9号の修正「自然依存電力を参照する契約」

この修正は特に、自然依存電力の購入契約（フィジカルPPA（電力購入契約））に対する「自己使用」の除外の適用条件、自然依存電力を参照する契約（バーチャルPPA）を用いたヘッジ会計の適用条件（変動する電力量をヘッジ対象とする場合）、ならびに注記で開示すべき情報を定めるものである。

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行うものであり、特に特定の文言を明確化し、比較的軽微な意図されていないかった帰結、矛盾または見落としを訂正することを目的としている。

2027年1月1日から適用される基準

IFRS第18号「財務諸表における表示および開示」（欧州連合により採択）

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。この基準は、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。

2027年度からの当該基準の要求事項を確実に遵守するために、作業部会が設置されている（2026年度の早期適用は予定していない）。

現時点で開始されている作業は以下のとおりである。

- ・ 当該基準で定義された区分を反映するための損益計算書の構造の変更。特に以下を含む。
 - ＞ 勘定科目表の精査
 - ＞ 性質または基礎となる要素に応じた項目の分解（「その他の収益および費用」項目は個別に分析）
 - ＞ 情報システムのアップグレード
- ・ 経営者が定義した業績指標（MPM）のレビュー。
- ・ 当該基準が定める新しい原則に沿ったキャッシュ・フロー計算書のアップデート。

1.2 一般原則

1.2.1 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、貸借対照表は決算日レートで換算され、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。

1.2.2 外貨建取引

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。

1.2.3 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。

1.2.4 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に関する仮定に基づいている。

当グループが見積りおよび判断を使用した主要な要素は以下のとおりである。

1.2.4.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

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、フランスの原子力発電所の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、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年度以降、900MW系列の稼働中の発電所に関して、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、減価償却期間が40年から50年に延長された。2021年度には、1,300MW系列の減価償却期間が50年に延長された。

1,450MW系列の原子炉（ショーおよびシヴォーの原子炉4基）は、比較的新しいため、現段階では減価償却期間は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年を超える継続的な稼働については、互いに独立した2件の審査を実施中である。

・ 900MW系列の第5回定期検査について：EDFは2023年6月に定期検査に関するガイドライン文書をASN¹に送付し、ASNは2024年12月に当該文書に関する見解を公表した。当該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。審査完了後に、ASNRは900MW原子炉の運転をさらに10年間継続するかについて、かかる第5回検査の一般フェーズの結論に鑑みて2028年度中頃に見解を公表する予定である。

¹ 2025年度に、ASN（原子力安全当局）は、ASNR（原子力安全・放射線防護機関）に名称が変更された。

・ 稼働期間の審査について：全系列を対象に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、ASNRが定める日程表および2023年6月22日付法律第2023-491号の枠組みの一環で行われており、ASNRは、60年を超えて原子力発電所の稼働を継続する条件について、評価および検証フェーズを経た後、2026年度末に見解を提示する。

1.2.4.2 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、規制の変更ならびに技術的なプロセス、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確実に引き当てられるように、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。

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14.1.1.5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、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。
- ・ 割引率や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系列および1,300MW系列の発電所については50年、1,450MW系列の発電所については40年を基礎とする）。

1.2.4.3 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。

2025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15に記載されている。

1.2.4.4 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更新している（注記9.7を参照）。

1.2.4.5 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。

1.2.4.6 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける（注記5.1を参照）。

1.2.4.7 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10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。

1.2.4.8 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。

1.2.4.9 持続可能性の課題

当グループは、気候、生物多様性、資源管理および廃棄物の問題について懸念している。こうした環境問題に関連した影響は、特に非金融資産の減損テストといった、一部の会計項目（注記19を参照）の見積りおよび評価に使用するモデルで考慮される要素となっている。

1.2.4.10 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入手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を投資するために、「専用」投資ファンド（FCPR）を設定している（注記14.1.2.2を参照）。当該ファンドの特性、ファンド・マネージャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手続きに鑑み、当グループはこれらの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12.5%（2024年12月31日現在16.23%）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。

1.2.5 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15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14.1.2を参照—および英国—注記14.2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9.5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17.4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17.2を参照）。

注記2. 重要な事象の要約

2025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（参照先の注記は、2025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：**原子炉の接続は2024年12月21日に実施された。2025年度には、段階的な出力引上げテストを継続した。2025年12月14日、当該原子炉は公称出力100%に到達した。初めて100%に到達したことで、最大出力による設備のテスト、測定の実施および正常動作の確認が可能となる（当グループの2025年12月14日付プレスリリースおよび注記9.3を参照）。
 - ＞ **EPR2：**技術性熟成度レビューおよびプロジェクト完成費用の統合が進行中である。また、EDF取締役会は、政府に認可されたEPR2原子炉6基に係る資金調達原則を2025年6月19日に承認した。当該原則では、フランス政府とEDFとの当該プログラムの共同出資および公的支援措置が規定されている。2025年12月18日、EDFは、EPR2原子炉6基の建設プログラムの暫定的な見積りを取締役に提示した。金額は、728億ユーロ（2020年のユーロ換算）となっている。この見積りは、2026年度第1四半期に新型原子力に関する省庁間代表部（DINN）の監査を受ける予定である。2026年度に関して、取締役会は、当該プログラムに割り当てられた27億ユーロの予算を承認した（当グループの2025年12月18日付プレスリリースおよび注記9.2を参照）。
 - ＞ **サイズウェルC：**EDFは、サイズウェルCプロジェクトが資金調達を完了したと発表した。EDFは、建設期間中に最大11億英ポンドの投資を行う計画で、当該プロジェクトの持分が12.5%になった（EDFの2025年11月4日付プレスリリースを参照）。
 - ＞ **ヒンクリー・ポイントC：**当期中に、同プロジェクトは複数のマイルストーン（2号機のドーム吊り上げ、1号機および2号機の避難トンネルの工事および接続の完了、電気機械組立ての進捗）を達成した。2025年12月31日現在、減損テストの枠組みで採用された仮定の修正により、（3,552）百万ユーロの減損を認識した。そのうち（1,783）百万ユーロは、サイズウェルCの最終投資決定を受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が3英ポンド減の89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）になったことによる影響に関連している。これは、サイズウェルCが享受したノウハウおよび系列効果に対してヒンクリー・ポイントCに支払われた16億英ポンドですべて相殺されている（注記9.7を参照）。
 - ＞ フランスの原子力発電量は373TWhであったが、これは、当グループが2025年10月13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（350-370TWhの範囲から365-375TWhの範囲に修正）に一致する（当グループの2025年10月13日付プレスリリースを参照）。
- ・ **財務活動：**
 - ＞ 2025年6月20日、EDFは、総額45億英ポンドを上限とする社債発行契約をApolloと締結したことを発表した。この取引により、EDFは今後3年間にわたり、英国における英ポンド建て投資（特にヒンクリー・ポイントCプロジェクト）の資金の相当な部分を確保することができる（当グループの2025年6月20日付プレスリリースならびに注記17.3.2および21.2.2を参照）。
 - ＞ 2025年10月22日、EDFは、合計74億ユーロ相当の3年から5年で満期が到来する銀行借入金の早期返済を発表した（当グループの2025年10月22日付プレスリリースを参照）。
- ・ **営業方針：**EDFは、顧客が卸売市場の価格ボラティリティから受ける影響度を低減するために、中長期の低炭素電力契約に関して幅広い選択肢を提供する営業方針の展開に全面的に取り組んでおり（当グループの2025年3月6日付プレスリリースを参照）、一部の電力集約型産業向けに18件の契約を締結し、そのうち12件が原子力発電割当契約である。
- ・ **再生可能エネルギー：**
 - ＞ EDF Renewables¹は、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・ラルジュの全面的な稼働開始を発表した。この発電所は、フォス湾（プーシュ＝デュ＝ロヌ県）沖に所在し、25MWの発電能力を有する（当グループの2025年6月5日付プレスリリースを参照）。

¹ EDF Renewablesは、2025年6月17日以降、EDF power solutionsに名称変更されている。

注記3. 連結範囲

会計原則および会計処理方法

被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産に対する持分の調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される（注記11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

当グループは、1,400社を連結している。連結範囲の主要企業の詳細は、注記24に記載されている。

2025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。

- ・ 2025年3月3日における、Edisonによるガス貯蔵資産（Stoccaggio）のSnam SpAへの565百万ユーロに上る売却。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（Edisonの2025年3月3日付プレスリリースおよび注記3.2を参照）。
- ・ 2025年3月31日における、FramatomeによるSegault SASおよびVelan SAS（Valserve SASに改名）の取得。両社は、原子炉パルプの設計、製造および保守を専門とする会社である（Framatomeの2025年3月31日付プレスリリースを参照）。
- ・ 2025年4月1日に実施されたJERAグループとEDF Tradingの日本におけるトレーディング業務の統合。当該事業は、EDF Tradingが33%を保有する共同支配企業であるJERA Global Marketsによって運営される、（EDF Tradingの2025年3月27日付プレスリリースを参照）。
- ・ China Energy Investment Groupへの株式譲渡を受けた、2025年5月31日付でのShandong Zhonghua Power Companyの連結範囲からの除外。同社は、当グループが19.6%を保有する持分法適用会社であった。この取引は当グループの財務諸表に重要な影響を与えない。
- ・ 2025年2月4日の委譲契約の終了を受けた、2025年6月30日付でのMekong Energy Company Ltd.（MECO）の連結範囲からの除外。同社は、当グループが56.25%を保有し、完全連結されていた。この取引は当グループの財務諸表に重要な影響を与えない。
- ・ 2025年4月11日のEdisonとHELLENiQ Energy Holdings S.Aの契約締結を受けた、2025年7月15日におけるd'Elpedison BVの売却。同社は、Edisonが50%を保有し、当グループの財務諸表において持分法で会計処理されていた。取引価格は、Edison持分が約200百万ユーロ、Elpedisonの総価値が約540百万ユーロである（Edisonの2025年7月15日付プレスリリースを参照）。
- ・ 2025年8月におけるEDF EnergyによるPod Pointの残りの株式の取得。EDF EnergyがPod Point株式の未保有分を1株当たり0.065英ポンドで取得し、EDFはPod Pointの唯一の株主になった。

2025年12月31日以降に予定されている変更

2025年12月10日、EDF power solutionsは、ブラジルのNorte Fluminense発電所の売却に関して、Âmbar Energiaと契約を締結した。2025年12月31日現在、この事業を保有する子会社であるEDF Norte Fluminenseは、当グループの財務諸表に完全連結されている。この取引は、2026年度上半期に完了する見込みである。

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的修正再表示はない。
- ・ 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修正再表示される。

2025年度における売却目的保有資産および関連する負債の変動は、Edisonによるガス貯蔵資産（Stoccaggio）の売却および2022年に実施されたE&P（探査および産出）事業の売却に係る追加価格の受領に関連する。

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報告は、2025年度上半期に発足したEDF power solutionsの新体制を反映するために変更された。新体制の狙いは、同一の経営陣のもとで、国際部門とEDF Renewablesのチームおよび事業を単一のガバナンス体制に統合することである。2025年度の連結財務諸表における当グループのセグメント報告の変更点は以下のとおりである。

- ・ 新しい事業セグメント「EDF power solutions」の創設。当該セグメントは、旧「EDF Renewables」事業セグメントと、従来の「その他国外」セグメントから移管済み、または移管予定の企業を統合したものである。
- ・ 「その他国外」セグメントの残りの事業（主に中国）は、集約値がIFRS第8号の閾値を超えないため、「その他」セグメントに表示されている。なお、「その他」（旧「その他事業」）セグメントには、主にトレーディング事業（EDF Trading）、当グループのガス事業およびEDF Investissements Groupeが含まれる。

2024年12月31日現在の情報も、経営委員会（当グループの最高経営意思決定者）により定期的にレビューされているデータの比較を可能にするために、この新しい表示に従って調整されている。

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。
- ・ 「EDF power solutions」：EDF power solutions下位企業集団内の企業。ベルギーおよびベルギーの事業を含む（以前は、「その他国外」セグメントに含まれていた）。
- ・ 「Dalkia」：Dalkia下位企業集団内の企業。
- ・ 「その他」：特に、EDF Trading、ガス事業およびEDF Investissements Groupeから成る。

セグメントの統合は行われていない。

4.1.1 2025年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	フランス —発電と 供給	フランス —規制 業務	製造 および サービス	英国	イタリア	EDF power solutions	Dalkia	その他(1)	セグメン ト間消去	合計
損益計算書										
対売上高	40,568	21,276	3,461	16,186	16,955	4,401	5,408	5,011	-	113,266
セグメント間売上高	2,100	55	2,898	-	441	957	713	615	(7,779)	-
売上高	42,668	21,331	6,359	16,186	17,396	5,358	6,121	5,626	(7,779)	113,266
燃料およびエネルギー購入費用	(16,761)	(9,454)	-	(11,256)	(14,369)	(601)	(1,208)	(3,232)	-	(56,881)
その他の対外費用および人件費	(10,432)	(5,575)	(5,195)	(2,022)	(1,408)	(2,559)	(3,670)	(319)	2,064	(29,116)
減価償却費および償却費控除前営業利益	14,592	7,522	653	2,268	1,308	1,377	472	1,461	(397)	29,256
営業利益	9,164	3,587	163	(512)	497	(117)	121	598	(397)	13,104
貸借対照表										
のれん	127	223	2,090	3,419	141	251	609	112	-	6,972
無形資産および有形固定資産	68,794	77,474	4,249	27,419	5,905	15,825	2,873	660	-	203,199
関連会社および共同支配企業に対する投資	4,029	-	164	31	172	2,225	65	2,142	-	8,828

(1) 「その他」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した1,436百万ユーロのトレーディングのマーヅンを含む。

4.1.2 2024年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	フランス —発電と 供給	フランス —規制 業務	製造 および サービス (1)	英国	イタリア	EDF power solutions	Dalkia	その他(2)	セグメン ト間消去	合計
損益計算書										
対売上高	47,991	20,037	2,525	17,477	15,197	5,804	5,323	4,336	-	118,690
セグメント間売上高	2,975	34	2,648	21	26	921	695	529	(7,849)	-
売上高	50,966	20,071	5,173	17,498	15,223	6,725	6,018	4,865	(7,849)	118,690
燃料およびエネルギー購入費用	(16,541)	(9,622)	(32)	(10,992)	(12,072)	(1,649)	(1,216)	(2,093)	-	(54,217)
その他の対外費用および人件費	(10,250)	(5,413)	(4,131)	(1,943)	(1,433)	(2,377)	(3,603)	(259)	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	2,242	425	1,965	(381)	36,523
営業利益	11,698	1,823	92	1,283	531	1,084	45	2,128	(357)	18,327
貸借対照表										
のれん	127	223	2,023	3,596	142	251	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	15,906	2,644	558	-	195,946
関連会社および共同支配企業に対する投資	3,903	-	124	821	336	2,426	62	2,495	-	10,167

(1) 「産業およびサービス」セグメントは、FramatomeおよびArabelle Solutionsの下位企業集団を含む。Arabelle Solutionsに関して、当グループの純利益への寄与は、連結範囲に含まれた2024年5月31日から7か月間の業務に相当する。

(2) 「その他」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)	2025年度	2024年度
フランス	59,792	70,346
英国	26,067	22,261
イタリア	14,745	13,129
ベルギー	3,040	3,659
その他	9,622	9,295
欧州	5,865	5,462
米州	2,398	2,626
アジア	885	911
アフリカ	439	282
売上高	113,266	118,690

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	2025年度	2024年度
売上高	5.1	113,266	118,690
燃料およびエネルギー購入費用	5.2	(56,881)	(54,217)
対外サービスおよびその他の購入費用		(23,795)	(24,712)
棚卸資産および資本財の変動		9,561	10,829
引当金の（増加）／減少		281	335
その他の対外費用(1)(2)		(13,953)	(13,548)
人件費(2)	5.3	(15,163)	(14,166)
法人所得税以外の税金	5.4	(3,407)	(4,142)
その他の営業収益および営業費用	5.5	5,394	3,906
減価償却費および償却費控除前営業利益		29,256	36,523
(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、2024年度と比較して2.0%増加した。			
(2) 2025年12月31日現在、人件費に関する棚卸資産および資産計上した生産物は、従来「その他の対外費用」に表示されていたが、3,618百万ユーロ（2024年12月31日現在3,640百万ユーロ）が「人件費」から控除されている。その結果として、2024年度の比較情報も修正再表示されているが、減価償却費および償却費控除前営業利益への影響はない（注記5.3を参照）。			

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、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エネルギー販売、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。これらには、その他のサービスおよび財の引渡しによる収益も含まれ、主なものとして、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、ならびに発電所またはその主要部品向けの設計、引渡しおよび稼働開始サービスによる収益が挙げられる。

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。

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「燃料およびエネルギー購入費用」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、引渡しおよび稼働開始業務の場合。特にFramatomeおよびArabelle Solutionsが製造するもの）。
- 当該サービスが資産（財またはサービス）を生み出すかまたは資産の価値を高め、顧客が当該サービス実施の進捗に応じて、その支配を獲得する場合。

トレーディング業務

売上収益は、基本的にEDF Tradingによる、IFRS第9号の適用範囲に含まれるエネルギー市場のトレーディング取引に係る実現マージンを含み、これらは公正価値で認識される。

EDF Tradingは当グループのトレーディング企業である。同社は、当グループの他の企業を代表して、また、当グループの事業資産を裏付けとするトレーディング業務を通じて、与えられたリスク権限の範囲内で、ホールセール市場取引を行っている。

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、以下「CRE」という。）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国務院は、その2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則は、当該料金が消費者に対し市場価格より安定した電力価格を保証するという一般的経済的利益の目的に資する場合には、欧州連合法に適合しているとの判決を下した。

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36,000VA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）。

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」料金の改定 (税込み/税抜き)	非住宅顧客向け「青色」料金の改定 (税込み/税抜き)	料金決定日	適用日
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
2025/6/19	-0.39 %/-1.27 %	+0.07 %/-0.76 %	2025/7/25	2025/8/1
2026/1/14	-0.74 %/-0.24 %	-1.58 %/-1.29 %	2026/1/28	2026/2/1

「TURPE」送配電網使用料金

EnedisおよびRTEは、公共送配電網を管理している。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、送配電網使用料金（以下「TURPE」という。）は、電力網事業者のすべての営業費用を賄い、投資された資本に対して公正な報酬を保証するものである。

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および7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。2021年1月21日付決定第2021-13号において、CREは、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%に設定した。同様に、2021年1月21日付決定第2021-12号において、CREは、名目税引前加重平均資本コスト（WACC）を4.6%に設定した。

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%引上げを提案した。なお、2023年8月1日の改定率は+6.51%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。この提案は、当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益に影響を与えない。なお、2023年8月1日の改定率は+6.69%であった。

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配電料金の特例的な+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、TURPE 7の配電料金の水準を発効時から変化させないことにあった。

2025年3月13日、CREは、TURPE 7の配電料金に関する決定を含む決定第2025-78号を公表した。当該決定は、2025年8月1日から約4年間のTURPE 7の期間において、資産に係るマージンを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。しかし、電化費用償却基金（FACE）がTURPEからフランス国家予算に移転されることから、TURPE配電料金は2025年8月1日に1.92%引き下げられた。

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日から特例的な+9.61%の引上げを提案した。

2025年3月13日、CREは、TURPE 7の送電料金に関する決定第2025-77号を公表した。当該決定は、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%の特別追加利益率を付加している。

Enedisは、中電圧－低電圧電力網に係るTURPE 7料金に関する2025年3月13日付のCREの決定に対して個人が2025年5月13日に提起した訴訟について、2026年1月に通知を受けた。同件は、国務院において審理が行われている。

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。電力平準化基金に関係するEDF企業は、SEI、EnedisおよびElectricité de Strasbourgであり、2025年度にはそれぞれ249百万ユーロ、29百万ユーロ、2百万ユーロであった。

既存の原子力発電への規制アクセス（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アクセス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。

以下に詳述する2022年4月から12月までの追加電力20TWhを除き、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月以降、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年度以降、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、法定上限の120TWhを超えることはできない。

2011年4月28日付省令に基づき、2025年度の当該限度量の合計は、100TWhに定められている。

したがって、ARENH制度の最終適用年度である2025年度において、代替供給業者が同制度に基づき申請した電力量は134.93TWhであったが、実際に割り当てられたのはその74.12%であった。需要水準は、2024年度（130.41TWh）をやや上回っている。

2022年4月から12月までの追加電力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。

この措置は当社に重大な不利益を与えるため、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年度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。

ARENH後の市場枠組み

ARENH制度は、2025年12月31日に終了した。2025年財政法第17条に定められた新しい制度では、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（この支払は「ユニバーサル原子力発電料金」（以下「VNU」という。）と呼ばれる）。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過去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。

この原子力発電費用の評価方法を定めた2025年9月5日付政令第2025-910号を適用し、CREは、2025年9月30日に総費用の評価を発表し、2026年度から2028年度の期間は60.3ユーロ/MWh、2029年度から2031年度の期間は63.4ユーロ/MWh（いずれも2026年のユーロ換算）とした。

2026年2月11日付省令は、2026年度～2028年度の期間について、課税閾値を78ユーロ/MWh、上限閾値を110ユーロ/MWhに設定している。2026年2月11日付政令第2026-75号は、この3年間の期間内に当該閾値を変更できる状況、およびインフレに連動した年次調整について規定している。

VNUの適用条件に関する2026年2月4日付政令第2026-55号は、特に、VNUの金額の算定要素、および消費者の電気料金減額として電力供給業者に移転する仕組みを定めている。2026年2月4日付省令は、VNUを電気料金請求書に表示する方法を定めている。

消費者の電気料金請求書に適用される減額は、毎年、省令によって定められる予定である。

2026年度について、CREが2025年11月30日付で公表した原子力発電所収益の最新の見積りは、66.08ユーロ/MWhである。

発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランス、英国、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。

フランスにおいて、EDFグループは、このメカニズムに以下のとおりに関与している。

- 発電施設事業者（EDF SA、Dalkia、EDF power solutions）として、発電容量の認証を受け、それと引き換えに発電容量証書を受領し、市場で販売できる。
- 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Strasbourg Électricité Réseaux）として、ピーク期間中における自社の顧客による消費、または自社の損失電力量と同等の発電容量証書を保有していなければならない。

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	2024年度	2025年度	2026年度
価格（ユーロ/kW）	27.1	14.7	4.4

2026年度の引渡しについて10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。2024年4月15.5ユーロ/kW、2024年9月6.1ユーロ/kW、2024年10月3.5ユーロ/kW、2024年12月2.5ユーロ/kW、2025年3月3.2ユーロ/kW、2025年5月3.6ユーロ/kW、2025年6月3.3ユーロ/kW、2025年9月3.5ユーロ/kW、2025年10月2.6ユーロ/kW、2025年12月0.1ユーロ/kW。

現行の発電容量メカニズムは、2026年11月末に終了する。

2025年12月22日付の欧州委員会の回答は、通知されていた法規制が国家補助に関するEU法を遵守するものであることを確認するものであり、これを受けて、2025年12月31日付政令第2025-1441号は、新たな容量メカニズムの実施に関する規制を定めている。

同メカニズムは、以下の原則に基づき整備される。

- RTEは、地方当局に代わり、一定の供給期間について、フランスにおける電力供給を確保するために必要な発電容量（MW）を契約する。当該期間は、2暦年にまたがる電力需要のピーク期（冬季）に相当する。
- 契約は、通常の営業条件で2回の入札実施後に締結される。1回目の入札は供給期間の4年前に、2回目の入札は供給期間の1年前に行われる。落札した事業者は、供給期間のピーク期間中に発電容量を保証する契約を締結し、実際にその発電容量が確認されることを条件に、支払を受ける。発電容量の保証は、二次市場で取引できる（RTEに発電容量を保証した事業者は、かかる保証を他の事業者に譲渡できる）。発電容量の保証に関する契約の費用は、RTEが徴収する税を通じて、需要逼迫時の消費量に応じ、小売電力事業者および電力卸売市場から直接電力を購入する消費者に（自社の損失電力量については電力網事業者）に転嫁される。

英国の発電容量メカニズムは、電力系統事業者によって催される入札手続に基づいている。EDF Energyは、発電施設事業者として落札した発電容量の報酬を引渡年度に受け取り、また電力供給業者としてピーク期間中の顧客への売上高に比例した拠出金を支払うことで、この制度に関与している。

イタリアの発電容量メカニズムは、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。選定された発電容量事業者は、固定プレミアムの支払を受ける。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。

フランスでは、会計処理上、発電施設事業者として受け取った報酬は引渡年度に、または証書をフランスの市場で販売した時点で、収益認識される。フランスの新しいメカニズムにおいて、電力供給業者は、現在のように入札終了時ではなく、引渡期間の後に報酬を受け取る。電力供給業者として証書の購入またはこのメカニズムに支払った拠出金は、ピーク期間中のエネルギー購入に認識される。最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力引渡時に収益認識される。

水力発電委譲の法的枠組み

水力発電委譲の法的枠組みは、変更される予定となっている。フランス首相の2025年8月28日付プレスリリースにおいて、フランス政府に送付された2件の催告を解決するためにフランスと欧州連合の間で原則的に合意に達したことを発表した。同催告では、EDFが支配的地位を濫用したとされ、また満期を迎える水力発電委譲に関する競争の欠如が主張されていた。フランス政府が提案する原則的な合意の枠組みは、次の3点に基づいている。

- 水力発電事業を委譲制度から認可制度に移行すること。
- 現在の事業者を維持できること。これは、これらの施設の安全性の課題、水資源の管理、現地での技能および雇用の維持および地域への価値還元を考慮して、施設運営の継続性を保証するために不可欠であり、また、公共の利益に資するものである。

- ・ 最終的に消費者の利益となるように、EDFが6GWの水力発電容量を第三者に販売すること。この仮想発電容量は、エネルギー規制委員会（CRE）の監督のもとで、競争入札を通じて販売される。

フランス政府が提案した当該合意は、フランス国内で法制化する必要があるが、これによって、水力発電開発の再活性化および新規大型プロジェクトの着工が可能になる。この目的に向けて、2026年1月13日に提出された「エネルギー移行への貢献のために水力発電セクターへの投資を再活性化させることを目的とする」法案が2026年2月5日に国民議会で採択され、現在は元老院での審理を受けなければならない。

5.1.2 売上高の内訳

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**：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）による発電、ならびにフランスー発電と供給セグメント、EDF power solutions、イタリア、英国、その他（ガス事業）で生産された電力およびガスの供給。
- ・ **配電**：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**：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**：この部門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、ならびにトレーディングのマージンを含む。

売上高の内訳は以下のとおりである。

（単位：百万ユーロ）	2025年度	2024年度
発電と供給	79,795	87,086
配電	20,400	18,978
サービス	8,870	8,289
その他業務	4,201	4,337
うち、トレーディング	1,436	1,908
売上高	113,266	118,690

2025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、9,453百万ユーロ（2024年度は3,855百万ユーロ）であった。これらの取引は、特定のグループ企業により、需給のバランスを取るために、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。2025年度において、当該市場でユーロ建て正味売りポジションにあった主な事業セグメントは、「発電と供給」の項に含まれているフランスー発電と供給（電力）、その他（ガス）、イタリア（電力）、ならびに「サービス」の項に含まれているDalkia（電力）である。2024年度においては、その他（ガス）、イタリア（電力）、およびDalkia（電力）であった。

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの2025年度の売上高は、-4.3%、すなわち（5,145）百万ユーロ減少した。

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、（7,423）百万ユーロの減少を示した。この変動は主に、規制販売料金および市場価格契約による顧客への販売価格が市場価格の下落を受けて低下したことによる。これはまた、購入義務に対する不利なエネルギー市場価格効果（減価償却費および償却費控除前営業利益への影響は、購入義務関連費用を対象とするCSPE補償メカニズムに起因して中立であった）および顧客ポートフォリオの減少に連動した供給業務への不利な量的影響によるものでもある。

EDF power solutionsセグメントの売上高は、（1,292）百万ユーロの減少を示した。この減少の背景には、主に2024年12月におけるブラジルのEDF Norte Fluminenseの発電所に関連する電力購入契約（PPA）の終了（645）百万ユーロ、およびベトナムにおいて2025年2月4日に資産を政府へ移転したことによる委譲契約の満了がある。また、契約量（BtoB）の減少（531）百万ユーロに関連したベルギーにおける売上高の減少にも起因している。

英国セグメントの売上高は、（1,029）百万ユーロの減少を示した。この減少は主に、エネルギー価格の低下が顧客への販売料金に与えた影響に起因する。

イタリアの売上高は、1,842百万ユーロの増加を示した。この変動は主として、販売量増加による電力事業1,080百万ユーロ、および販売量増加に起因するガス事業734百万ユーロに関連している。

配電

フランスー規制業務セグメントの売上高は、1,239百万ユーロ（+6.2%）の変動を示した。この変動は主に、送配電網使用料金（TURPE）が2024年11月に+4.81%、2025年2月に+7.7%、および2025年8月1日に-1.92%値上げしたことに関連している。

「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に関係する引渡サービスは、当該事業体がIFRS第15号に基づいて供給および引渡しの両方について本人であると分類されることから、「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、「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（注記5.2を参照）。

サービス

産業およびサービス・セグメントの売上高は、728百万ユーロ（+28.8%）の増加を示した。この増加は、サイズウェルCプロジェクトなど英国に牽引されたFramatomeの売上高の683百万ユーロの増加に起因する。

Dalkiaのサービス事業は、当グループのエネルギー・サービスの売上高の増加に95百万ユーロ寄与している。この増加は主に、フランス内外の活発な販売業務およびガス価格の上昇に起因している。

その他業務

その他業務の売上高の減少は主に、エネルギー市場のボラティリティおよび価格の低下を理由とするトレーディングのマージン減の少（453）百万ユーロに起因する。

5.2 燃料およびエネルギー購入費用

（単位：百万ユーロ）	2025年度	2024年度
購入燃料使用分ー発電	(19,074)	(17,598)
エネルギー購入	(28,511)	(27,823)
送電および引渡費用	(10,419)	(9,602)
ヘッジ会計に係る利益／損失	104	218
核燃料およびエネルギー購入に関連する引当金の（増加）／減少	1,019	588
燃料およびエネルギー購入費用	(56,881)	(54,217)

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、ガス、バイオマスおよび他の化石燃料）、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証書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。

ガスおよび電力卸売市場での最適化取引は、正味買いポジションとして表示されている。当該取引は、エネルギー購入6,495百万ユーロおよび購入燃料使用分55百万ユーロ（2024年度：それぞれ6,636百万ユーロおよび126百万ユーロ）である。2025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）、**英国**（ガスおよび電力）、**EDF power solutions**（Luminusーガス）ならびに**Dalkia**（ガス）である。2024年度も同じセグメントであった。

「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み、これはCSPEの補償対象である（注記5.5.1を参照）。

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの燃料およびエネルギー購入費用は、主に、**イタリア**（23億ユーロ、基本的にガス購入）、**その他**（11億ユーロ、ガス事業）、および**英国**（4億ユーロ、基本的にガスおよび電力購入）において、2024年度から29億ユーロ増加した。これは、**EDF power solutions**セグメントにおける減少（10）億ユーロ（主にLuminusの電力購入）によって部分的に相殺されている。

5.3 人件費

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
賃金および給料	(12,445)	(11,745)
社会保障費	(3,100)	(2,805)
従業員利益分配	(526)	(538)
人件費関連のその他の拠出	(409)	(389)
短期給付に連動するその他の費用	(318)	(288)
短期給付	(16,798)	(15,765)
確定拠出制度に基づく費用	(1,338)	(1,335)
確定給付制度に基づく費用	(526)	(512)
雇用後給付引当金	(1,864)	(1,847)
その他の長期給付	(77)	(154)
退職手当	(42)	(40)
その他の人件費	(119)	(194)
棚卸資産および資産計上した生産物を除いた人件費	(18,781)	(17,806)
棚卸資産および資産計上した生産物の変動 ⁽¹⁾	3,618	3,640
棚卸資産および資産計上した生産物を含めた人件費	(15,163)	(14,166)
(1)従来「その他の対外費用」に表示されていた人件費に関する棚卸資産および資産計上した生産物は、2025年12月31日現在、「人件費」の控除項目として表示されている。		

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、人件費は、2024年度と比較して+6.6%増加した。これは主に、2024年度と比較して平均従業員数が増加したこと（両年度の間で平均従業員数がフルタイム換算で+6,829人）、および比較的規模は小さいものの、賃金および給料の変動に関連している。

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)	2025年度	2024年度
IEGステータスの対象となる従業員	101,019	98,549
その他	87,660	83,301
平均従業員数	188,679	181,850

5.4 法人所得税以外の税金

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
給与税	(389)	(375)
エネルギー税	(1,303)	(1,589)
その他の法人所得税以外の税金	(1,715)	(2,178)
法人所得税以外の税金	(3,407)	(4,142)

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、719百万ユーロ、すなわち-17.4%減少した。その主な内訳は、発電事業者税438百万ユーロ（2025年度（53）百万ユーロ（2024年度（491）百万ユーロ））を含む英国セグメントの445百万ユーロ、2024年12月におけるブラジルのEDF Norte Fluminense発電所の電力購入契約（PPA）終了に関連したEDF power solutionsセグメントの162百万ユーロ、および2025年8月1日以降の地方の電化に向けた地方当局の資金援助（FACÉ）への拠出終了に関連したフランスー規制業務セグメントの139百万ユーロである。

発電量に対するインフラマージナル上限価格（CRI）は、フランスでは2024年度に、ベルギーでは2023年度に終了した。英国のみがこれに相当する収益課税制度（発電事業者税）を有している。2023年1月1日に導入されたこの制度は、2028年3月31日まで適用される。

5.5 その他の営業収益および営業費用

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年度	2024年度
営業補助金（CSPEを含む）	5.5.1	11,975	7,127
連結除外による純利益		124	470
固定資産売却益		(568)	(201)
流動資産に対する引当金の純増加／減少		(219)	(164)
営業リスクおよび費用引当金の純増加 ⁽¹⁾		(716)	(492)
その他の項目	5.5.2	(5,202)	(2,834)
その他の営業収益および営業費用		5,394	3,906

(1) 注記14.1.1.1、16.1および16.2を参照のこと。

5.5.1 営業補助金

営業補助金は主に、2025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、受け取る予定の金額から構成されており、これにより財務諸表上、2025年度において11,752百万ユーロ（2024年度6,861百万ユーロ）の収益が認識された。詳細は以下のとおりである。

- ・ 支援契約（購入義務および追加報酬）の追加コストに関する補償金8,885百万ユーロ（2024年12月31日現在3,018百万ユーロ）。この金額には、特に、憲法評議会による2023年財政法第230条の無効化が2025年12月31日付で発効したことに伴い、政府が発電業者に返済する金額の補償が含まれている。これを相殺する金額が「その他の金融収益および費用」に計上されている（注記5.5.2を参照）。
- ・ 電力に関する金融ショック緩衝措置および料金抑制措置に関連する2023年度および2024年度の収益と損失のバランスを取るための調整（109）百万ユーロ。この制度は2024年1月31日に終了しており、2024年度には収益1,562百万ユーロが発生した。
- ・ 非相互接続地域および連帯地域に関連する収益2,977百万ユーロ（2024年12月31日現在2,281百万ユーロ）。

2025年12月31日現在のCSPE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12.4を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）（フランス）

公共電力サービス費用に関する補償メカニズム（Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie）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、以下のとおりに補償されている。

- ・ 2021年1月1日以降は、国の一般予算を通じて補償されている。
- ・ 2024年当初予算法以降は、ARENH価格補完により部分的に補償されている。
- ・ 2025年当初予算法以降は、暖房（電気、ガス、燃料油）消費税の一部により部分的に補償されている。

2025年度の費用の補償に当たり、フランスの2025年当初予算法は、86億ユーロの予算計画（P345）「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、コジェネレーション・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、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、ならびにフランス本土の電力網に接続していない地域（ZNI）に国の標準料金を適用することによるコストである。2025年度の予算割り当ては、2025年12月に年度末補正予算案による11億ユーロの補完を受けて、97億ユーロとなった。

電力消費税（旧称は電力の最終消費に係る内国税(TICFE)）からの税収は、一般予算に直接含められる。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、2025年8月1日以降、住宅顧客の通常料率が29.98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軽減料率および免除も定められている。

5.5.2 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。

2025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60百万ユーロ（現場従業員の給与および社会保障費16百万ユーロ、商品およびサービス購入39百万ユーロ、所得税以外の税金5百万ユーロ、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23百万ユーロ。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。

省エネ証書

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、省エネ義務が課されている。

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。

追加報酬

再生可能エネルギーを使用する発電事業者への追加報酬は、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発電事業者に対して、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、発電事業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。

負の補助金が発生する場合、2022年改正財政法第38条では、発電事業者が返済すべき金額に上限を設けるすべての追加報酬契約に関して、利益を発電事業者と国の間で分配する仕組みを規定していた。この仕組みは、省令が定める閾値に基づいていた。この閾値の水準によって、発電事業者の契約に定められた上限が完全に適用されるか、一部のみ適用されるか、またはまったく適用されないかが決定されていた。フランス憲法院は、2023年10月26日付決定第2023-1065号QPCにおいて、2022年改正財政法第38条を廃止した。その後、2023年財政法第230条により、当初上限を定めていた追加報酬契約に基づき発電事業者が返済すべき負の補助金の金額の上限は、2022年1月1日から撤廃された。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、この上限の撤廃を無効とした。ただし、この無効化の発効は最長で2025年12月31日まで延期された。2025年12月31日までに立法措置が講じられなかったことから、2025年12月31日現在計上されていたその他の収益および費用には、この無効化の発効による影響が含まれている。なお、かかる仕組みは、CSPE（公共電力サービス費用補償）によって相殺されるため、当グループの営業利益には影響しない。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

2019年9月27日に、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に以下の形で補償する旨の合意協定に署名していた。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、基礎原子力施設（INB）税、解体費用および従業員配置転換費用）。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた（注記12.6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。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、当該収益は財務諸表上で認識されていない。

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。

注記6. その他の収益および費用

2025年12月31日現在におけるその他の収益および費用は1,075百万ユーロであった。これらは主に以下から成る。

- ・ サイズウェルCが享受したヒンクリー・ポイントCプロジェクトのノウハウおよび系列効果に対してヒンクリー・ポイントCが受領した支払1,613百万ユーロ。
- ・ イタリアの環境訴訟に関連する引当金（390）百万ユーロ。この金額は、ENIとの環境に係る契約（注記16.2を参照）およびAusimont社（ビュッシ用地）の売却に関する係属中の訴訟（注記20.3を参照）に基づく追加引当金を含む。
- ・ Edisonによるガス貯蔵資産（Stoccaggio）のSnam SpAへの売却益152百万ユーロ（注記3を参照）。
- ・ 2026年社会保障財政法の採択に伴う年金改革に起因する収益93百万ユーロ。
- ・ EDF power solutionsにおけるPhotowatt閉鎖に関連した費用。

注記7. 金融損益

7.1 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)	2025年度	2024年度
財務活動に関係する支払利息 ⁽¹⁾	(3,543)	(3,984)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	95	(23)
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	15	(14)
債務に係る外国為替差益（純額）	56	(73)
総金融負債に係る費用	(3,377)	(4,094)
(1) 2025年度におけるリース負債に係る利息（156）百万ユーロ（2024年度（131）百万ユーロ）を含む。		

7.2 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)	2025年度	2024年度
長期および雇用後従業員給付引当金 ⁽¹⁾	(1,283)	(1,227)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金 ⁽²⁾	(2,052)	(1,848)
その他の引当金および前受金	(93)	(115)
割引の影響	(3,428)	(3,190)
(1) 注記15.1.3を参照。		
(2) NLFからの払戻額に対応する債権の割引による影響を含む（注記17.1.3を参照）。		

2025年度の雇用後従業員給付引当金に係る割引費用の増加は、基本賃金の上昇に伴う2025年1月1日現在の債務の量的増加によるもので、2025年1月1日現在および2024年1月1日現在のフランスにおける割引率は3.4%で安定していた（注記15.1を参照）。

2025年度の原子力引当金に係る割引費用の増加は、主に、2025年12月から2024年12月の間の引当金ベースが増加したことに起因しており、割引率は安定していた（2025年12月現在および2024年12月現在のフランスにおける割引率は4.5%）（注記14.1.1.5を参照）。2024年度および2025年度の原子力引当金に係る割引費用は、実質割引率が10ベシス・ポイント上昇した影響を含んでいる（注記14.1.1を参照）。

7.3 その他の金融収益および費用

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
現金および現金同等物に係る金融収益	341	351
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）	517	148
負債証券および持分証券に係る利益／（損失）	1,280	978
うち、受取配当金および受取利息	1,265	1,216
うち、売却による純利益または純損失	15	(238)
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	1,646	3,280
その他の金融費用	(425)	(327)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	(154)	(61)
制度資産の期待運用収益	697	668
借入コストの資産計上	1,328	1,315
その他の金融収益および費用	5,230	6,352

専用資産に関して、2025年度の「その他の金融収益および費用」は、主に以下から成る。

- ・ 投資信託および持分証券の公正価値の変動1,902百万ユーロ（2024年度2,998百万ユーロ）、ならびに公正価値で測定する負債証券に係る売却損益（61）百万ユーロ（2024年度（156）百万ユーロ）。
- ・ 受取配当金および受取利息813百万ユーロ（2024年度974百万ユーロ）。
- ・ 手数料（27）百万ユーロ（2024年12月31日現在（47）百万ユーロ）。

注記8. 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。

8.1 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)	2025年度	2024年度
当期税金費用	(2,712)	(2,918)
繰延税金	(929)	(1,969)
合計	(3,641)	(4,887)

2025年度の当期税金費用のうち(1,962)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(750)百万ユーロは在外子会社に関連している(2024年度は、それぞれ(1,851)百万ユーロおよび(1,067)百万ユーロ)。

また、当グループは「第2の柱ルール」に準拠している。当該ルールは、法人所得税の課税基準の引下げ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、最低税率15%を導入するものであり、2021年に135超の国や地域によって国際的な合意が形成された。

当該ルールは、簡素化のために現在も議論が続いている。2025年度において、この規制がEDFグループの連結財務諸表に対する同ルールの影響は、10百万ユーロ未満である。

8.2 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)	2025年度	2024年度
連結会社の税引前利益	11,529	17,395
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	(2,977)	(4,491)
フランス特別課税 ⁽¹⁾	(567)	-
永久差異 ⁽²⁾	(281)	(374)
税法基準外税金（特別課税を除く） ⁽³⁾	422	157
未認識の繰延税金資産 ⁽⁴⁾	(216)	(178)
税率差異	(22)	(1)
実際税金費用	(3,641)	(4,887)
実効税率	31.58 %	28.09 %

2025年12月31日現在、実効税率31.58%に基づき税金費用は（3,641）百万ユーロである（これに対し2024年度は実効税率28.09%に基づき（4,887）百万ユーロの費用）。

2024年度に対する税金の1,246百万ユーロの変動は、基本的に当グループの税引前純利益の減少5,866百万ユーロを反映したもので、これにより1,514百万ユーロの理論上の税金費用が減少した。

しかし、この理論上の税金費用の減少は、フランスで導入された法人所得税の特別課税（567）百万ユーロ、税務訴訟終結に関連した税金収益115百万ユーロ、米国における繰延税金の課税基準の改定による40百万ユーロ、およびフランスにおける減損損失の税務処理の変更による47百万ユーロによって影響を受けている。

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、2025年度の実効税率は、2024年度の26.48%に対し、28.49%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。

- ・ 2025年度：
 - > (1) フランスの2025年財政法により導入され、2025年2月に可決されたこの法人所得税の特別課税は、2024年度および2025年度の法人所得税の平均の41.2%に相当する。2025年12月31日現在、連結納税グループの親会社であるEDF SAにおいて、この特別課税は、（538）百万ユーロである。2026年財政法案は、第4条において2026年度における特別課税の延長を規定しており、2026年2月2日に採択された。したがって、2025年度および2026年度の法人所得税の平均に基づき算出される特別課税の影響は、2026年12月31日現在の財務諸表に計上される予定である（2025年度の（266）百万ユーロを含む）。
 - > (2) 損金算入が認められない減損（163）百万ユーロ、発電事業者課税（13）百万ユーロ、および当期における各種の損金不算入費用（124）百万ユーロの英国における不利な影響。
 - > (3) 特に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138百万ユーロ。
 - > (4) 当グループのプロジェクトにマイナスの影響を与える政治および経済情勢などを理由とした、主に南米の繰延税金資産の減損71百万ユーロおよびドイツの繰延税金資産の減損49百万ユーロの不利な影響。
- ・ 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に対する支配の喪失（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減損183百万ユーロの不利な影響。

8.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
繰延税金資産	4,553	7,403
繰延税金負債	(1,070)	(978)
1月1日現在の繰延税金（純額）	3,483	6,425
純利益の変動	(929)	(1,969)
自己資本の変動	(817)	(978)
換算調整	(9)	30
連結範囲の変更	28	(26)
その他の変動	(109)	1
12月31日現在の繰延税金（純額）	1,647	3,483
うち、繰延税金資産	2,807	4,553
うち、繰延税金負債	(1,160)	(1,070)

2025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（137）百万ユーロ（2024年度（12）百万ユーロ）、ヘッジの公正価値の変動（848）百万ユーロ（2024年度（641）百万ユーロ）、デリバティブの外国為替の影響164百万ユーロ（2024年度（150）百万ユーロ）および債券の公正価値の変動4百万ユーロ（2024年度（139）百万ユーロ）を含む。

その他の変動は、「グループリリーフ」課税制度のもとで、英国子会社間で税務上の欠損金の移転が生じた結果行われた繰延税金と当期税金の間の再分類に相当し、純損益には影響を与えない。

8.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
固定資産および使用権	(6,067)	(5,721)
従業員給付引当金	3,868	4,190
その他の引当金および減損	510	269
金融商品	(1,070)	(367)
繰越欠損金および未使用の税額控除	5,611	6,765
リース負債	513	774
その他	900	453
繰延税金資産および負債合計	4,265	6,363
未認識の繰延税金資産	(2,618)	(2,880)
繰延税金（純額）	1,647	3,483

2025年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は2,618百万ユーロ（2024年12月31日現在2,880百万ユーロ）の潜在的節税額を示しており、主に以下の国に関係している。

- ・ フランスにおける1,686百万ユーロ（2024年度1,956百万ユーロ）。これは主に、期間10年超の繰延税金を認識しないという当グループの方針に起因する従業員給付に関連している。
- ・ イタリアにおける302百万ユーロ（2024年度311百万ユーロ）。これは、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連している。
- ・ 米国における476百万ユーロ（2024年度491百万ユーロ）。これは主に、2029年度から2037年度の間に失効する繰越欠損金、および2026年度から2042年度の間に失効する繰越税額控除に関連している。

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。

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4,973百万ユーロ（2024年度6,151百万ユーロ）であり、主にフランス（2025年度3,518百万ユーロ、2024年度4,824百万ユーロ）、米国（2025年度371百万ユーロ、2024年度231百万ユーロ）および英国（2025年度762百万ユーロ、2024年度721百万ユーロ）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3,419百万ユーロを含む。

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3,419百万ユーロは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2026年度予算、および当グループ内の財務推移を勘案している。

注記9. 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）

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
のれん	9.1	6,972	7,108
その他の無形資産	9.2	13,182	12,567
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）	9.3	111,936	108,100
うち、使用権資産	9.4	4,415	4,302
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	9.5	6,682	6,616
有形固定資産および無形資産合計（フランスの公共配電委譲資産を除く）		138,772	134,391

9.1 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

当初認識の後、子会社ののれんは、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、注記9.7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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
期首における帳簿価額純額		7,108	7,895
取得		71	594
売却		-	(1,417)
減損	9.7	(16)	(151)
換算調整		(190)	212
その他の変動		(1)	(25)
期末日における帳簿価額純額		6,972	7,108
期末日における総額		11,065	11,359
期末日における減損累計額		(4,093)	(4,251)

2025年12月31日現在ののれんは主に、EDF Energy（3,419百万ユーロ）およびFramatome（1,605百万ユーロ）に関連していた。

純額の変動は、主に以下に関連している。

- ユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整190百万ユーロ。
- FramatomeによるSegault SASおよびValserve SASの取得94百万ユーロ（注記3.1を参照）。
- のれんに（28）百万ユーロの調整が生じたArabelle Solutionsの取得価格の最終的な配分。
- 米国におけるDalkia Aegisののれんの減損（15）百万ユーロ（注記9.7を参照）。

9.2 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。
- ・ 発電所の操業または使用权。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9.5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（温室効果ガス排出許可証、再生可能エネルギー証書）。

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。

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枠制度を導入し、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制の適用対象となる企業は、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」に取得原価で計上される。

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16.2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を促進するために、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。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。
- ・ 取得した証書は、無形資産として計上される。
- ・ 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16.2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）	2024年 12月31日 現在	増加	減少	換算調整	連結範囲の 変更	その他の 変動	2025年 12月31日 現在
ソフトウェア	8,757	941	(1,042)	(52)	-	32	8,636
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	1,002	2,068	(2,186)	(23)	-	6	867
その他の無形資産	9,775	715	(232)	(43)	56	29	10,300
開発中の無形資産 ⁽¹⁾	3,603	1,123	(299)	(3)	-	(31)	4,393
総額	23,641	4,847	(3,759)	(121)	56	36	24,700
ソフトウェア	(5,941)	(874)	1,035	44	1	5	(5,730)
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	(316)	(25)	-	-	-	-	(341)
その他の無形資産	(4,817)	(761)	216	32	(40)	(77)	(5,447)
償却および減損累計額	(11,074)	(1,660)	1,251	76	(39)	(72)	(11,518)
純額	12,567	3,187	(2,508)	(45)	17	(36)	13,182

(1) 開発中の無形資産の増加は、新たに稼働開始した資産の影響控除後で表示されている。

2025年12月31日現在、開発中の無形資産には、主にEPR2プロジェクトに関する調査3,136百万ユーロが含まれ、この金額には中間利息235百万ユーロが含まれる（2024年12月31日現在においてそれぞれ2,481百万ユーロおよび204百万ユーロ）。

2025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577百万ユーロ（2024年12月31日現在547百万ユーロ）
- ・ 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1,013百万ユーロ（2024年12月31日現在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1,460百万ユーロ（2024年12月31日現在1,356百万ユーロ）
- ・ Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産、特許およびFramatomeの顧客契約831百万ユーロ（2024年12月31日現在873百万ユーロ）

フランスの新原子炉：EPR2プロジェクト

2022年2月10日に、フランス大統領は2035年までにEPR2原子炉6基を建設し、2050年までのEPR2原子炉8基の増設に向けた調査を行うプログラムの着手を発表した。大統領はまた、これらの新EPR2ユニットはEDFが建設および運営することになると述べた。

EDFは、最初のEPR2原子炉6基に関して、パンリー（ノルマンディ）、グラヴリース（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3組のユニットを建設することを予定している。

2024年度においては、EPR2プロジェクトにおける複数の重要なマイルストーン（原子力施設における「詳細設計（detailed design）」段階への移行、主要部品の製造開始に対するASNR（原子力安全・放射線防護機関）の許可）が達成されたが、これらに続き、2025年度には以下の進展があった。

- ・ EDFの取締役会は、政府に認可されたEPR2原子炉6基に係る資金調達の実行原則を2025年6月19日に承認した。当該原則では特に、政府とEDFによる当該プログラムの共同出資および以下の3種類の公的支援措置が規定されている。

- 建設費用の50%以上を対象とする優遇条件付きの公的融資
- 操業期間中の収益を保証する差金決済契約
- EDFの責任範囲内のリスクについてはEDFが責任を負う一方で、制御不能な事象に対しては保護が提供されるリスク分担契約

これらの措置は、EUの機能に関する条約（TFEU）に定められた国家補助に関する規定を確実に遵守するように、欧州委員会から承認を得る必要が依然としてあり、EDFが2026年度末に最終投資決定を下す見通しである。通知書類は、フランス政府が2025年11月に提出した。

- ・ 2025年12月18日、EDFは、パンリー、グラヴリースおよびビュジェの用地におけるEPR2原子炉6基の建設プログラムの暫定的なコストの見積を取締役に提示した。当該見積りは、728億ユーロ（2020年のユーロ換算）となっており、2026年度第1四半期に新型原子力に関する省庁間代表部（DINN）の監査を受ける予定である。2026年度に関して、取締役会は、当該プログラムに割り当てられた27億ユーロの予算を承認した（当グループの2025年12月18日付プレスリリースを参照）。

建設用地については、以下のとおりである。

- ・ パンリーの用地
 - 2024年6月、EDFは、環境許可を付与する政令により、準備作業の実施を許可された。当該認可に対して、停止効力のない訴えが国務院に提起されたが、2025年12月22日に却下された。パンリー・プロジェクトは、2025年1月25日付の国務院令により、公益に資すると認められた。
 - 2024年度に開始された準備作業は、2025年度に本格化した。特に、既存の防波堤の補強、崖の削岩、仮設施設の設置、海上プラットフォームの拡張、過去の掘削跡の撤去、用地へのアクセス拠点の建設（2026年1月に完成）、および用地入口の駐車場の建設が行われた。
 - 公開調査のために、設立・設置許可に関する申請書が2025年12月中旬に提出された。

- ・ グラヴリーヌの用地

＞ 2024年9月に開始された公開討議は、2025年1月に終了した。当該討議の終了を受け、EDFの取締役会は、5月20日にグラヴリーヌの用地に2基のEPR2を建設するプロジェクトの継続を決定した。当該プロジェクトは、2025年6月18日に「グラン・シャンティエ（Grand Chantier）」制度が開始されたことにより構築段階に入り、2025年7月17日付の国务院令により公益に資すると認められた。都市計画文書の整合性レビューの申請が行われ、2025年度夏に事前協議が実施された。2025年9月から、EDFは、当該プロジェクトに関する市民との情報共有および対話を長期的に継続する目的で、継続的な協議を開始した。10月末には、準備作業に関する環境許可の申請書を提出した。

- ・ ビュジェの用地

＞ ビュジェに2基のEPR2を建設するプロジェクトについて、2025年1月から5月まで実施された公開討議の終了を受け、EDFは、2025年9月末に、収集した情報に基づき修正を加えつつ当該プロジェクトを継続し、その実現に必要な行政許可の申請書を提出する決定を発表した。EDFは、2025年11月末に、公益プロジェクトの認定を申請した。

2025年12月31日現在、このプロジェクトは無形資産3,136百万ユーロ（中間利息235百万ユーロ）および有形資産1,011百万ユーロ（中間利息31百万ユーロ）から構成されている。

Nuward、フランスの小型モジュール炉（SMR）プロジェクト

2024年度に、Nuwardは、迅速に建設でき、安全で競争力のあるターンキー発電所を顧客に提供できるように、実証済み技術に基づきプレハブ式のモジュール化された簡素な製品を2030年代初頭から提案するアプローチを進歩させた。

2025年度に、Nuwardは、コジェネレーションに事業モデルを変更し、産業顧客のニーズにより適切に応えるために、最大出力400MWeおよび290MWtを実現するシナリオを再検討した。並行して、アーキテクチャを簡素化しモジュール化するための研究も継続された。さらに、Nuwardは、最初のSMRプロジェクトを立ち上げるために、欧州の産業クラスターおよびパートナーと積極的な協議を進めている。

2024年度において、資産計上された支出（補助金控除後）に対して、（228）百万ユーロの減損処理が行われた。2024年7月1日以降に当該プロジェクトに発生した支出は、費用計上されている。

9.3 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14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14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、遵守しなければ行政による操業禁止の制裁措置を受けるという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。

・ フランスの原子力発電所	40～50年
・ 英国の原子力発電所	40～60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-コンパインド・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1.2.4.1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、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉4基）の減価償却期間は、900MW系列（2016年1月1日以後）および1,300MW系列（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系列発電所については、40年となっている。

2026年2月12日付の複数年エネルギー計画（PPE3）に係る政令の公布により、第5回10年検査に先立って900MW原子炉2基を2027年度および2028年度に閉鎖する計画は廃止された。したがって、以前の複数年エネルギー計画の規定に関連して2020年に導入された加速減価償却は現在では停止されている。

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、決算日2019年6月30日以降は、2026年度に前倒しされている。

2025年5月27日のEDF社会経済中央委員会（CSEC）での協議を経て、EDFは、コルドメ石炭火力発電所における最後の発電ユニット2基を2027年3月31日に完全停止することを決定し、同用地で原子力発電所用配管のプレハブ工場を建設する意向を確認した。この決定は、バイオマス転換プロジェクトを実現させる上で技術的および経済的条件が満たされていないことから、当該プロジェクトを中止するという2024年9月の発表を受けたものである（当グループの2025年5月28日付プレスリリースを参照）。当該決定は、当該発電所の減価償却スケジュールに重要な影響を与えない。

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)	2024年 12月31日現在	増加	稼働開始	減少	換算調整	連結範囲の 変更	その他の 変動	2025年 12月31日現在
土地・建物	15,154	47	385	(107)	(67)	34	21	15,467
原子力発電所	86,375	36	4,483	(1,571)	(521)	-	33	88,835
化石燃料および水力発電所	16,661	284	252	(194)	(3)	(23)	83	17,060
その他施設等	28,101	270	2,394	(610)	(948)	296	196	29,699
使用権資産 ⁽¹⁾	7,984	1,157	-	-	(87)	1	(394)	8,661
建設中の資産	64,700	16,227	(7,514)	(264)	(1,984)	24	(293)	70,896
総額	218,975	18,021	-	(2,746)	(3,610)	332	(354)	230,618
土地・建物	(9,125)	(413)	-	78	30	10	(33)	(9,453)
原子力発電所	(59,259)	(3,998)	-	1,490	374	-	(421)	(61,814)
化石燃料および水力発電所	(11,879)	(542)	-	212	5	20	(27)	(12,211)
その他施設等	(13,365)	(1,736)	-	598	359	(215)	(31)	(14,390)
使用権資産 ⁽¹⁾	(3,682)	(867)	-	-	26	(6)	283	(4,246)
建設中の資産	(13,565)	(3,870)	-	26	747	(36)	130	(16,568)
減価償却および減損累計額	(110,875)	(11,426)	-	2,404	1,541	(227)	(99)	(118,682)
純額	108,100	6,595	-	(342)	(2,069)	105	(453)	111,936
うち、稼働中の資産	56,965	(5,762)	7,514	(104)	(832)	117	(290)	57,608
うち、建設中の資産	51,135	12,357	(7,514)	(238)	(1,237)	(12)	(163)	54,328
(1) 注記9.4を参照。								

当年度において、有形固定資産純額の変動額は3,836百万ユーロであり、建設中の資産3,193百万ユーロおよび稼働中の資産643百万ユーロに関連する。

建設中の資産

2025年12月31日現在、建設中の発電用有形固定資産およびその他の有形資産純額は54,328百万ユーロであり、特に以下を含んでいる。

- ・ 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23,133百万ユーロ（2024年12月31日現在21,190百万ユーロ）。2025年12月31日現在、固定資産の金額は、当該プロジェクトに係る減損累計額（16,255）百万ユーロを含む（2024年12月31日現在（13,405）百万ユーロ）。
- ・ フラマンヴィル3のEPRに関連する固定資産16,304百万ユーロ（資産計上された中間利息3,471百万ユーロを含む）（2024年12月31日現在、それぞれ15,878百万ユーロおよび3,471百万ユーロ）。

2025年度中の総額の増加6,196百万ユーロは、以下に起因する。

- ・ 英国における主要プロジェクト7,076百万ユーロ（ヒンクリー・ポイントCについて6,583百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける6,007百万ユーロ。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（900MW系列の出力引き上げに伴う費用を除く）2,809百万ユーロ（マージンおよび前払金の相殺消去前）およびフラマンヴィル3のEPRに関連した349百万ユーロを含む。
- ・ EDF power solutions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1,284百万ユーロ。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整（1,984）百万ユーロ。
- ・ 当期の稼働開始に係る（7,514）百万ユーロ。主な内訳は、フランスおよび英国が基本的に原子力発電所に関連してそれぞれ（4,753）百万ユーロおよび（508）百万ユーロ、EDF power solutionsが太陽光発電および風力発電プロジェクトに関連して（1,293）百万ユーロ、Framatomeが（390）百万ユーロ。

稼働中の有形固定資産

2025年12月31日現在、稼働中の有形固定資産総額は159,722百万ユーロである。当年度の5,448百万ユーロの増加は、以下に起因する。

- ・ 当期における稼働開始に関連する7,514百万ユーロ。
- ・ 減少（2,482）百万ユーロ。これは特にグラン・カレナージュ計画および定期検査の一環として行われた大規模点検に主に関連したフランスの（1,952）百万ユーロを含む。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの下落に関連する換算調整（1,626）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1,300MW原子炉の第4回10年検査についてのASNRとの継続的な検討から得た情報、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が織り込まれており、2025年度末現在、同期間の投資額は現在のユーロ換算で363億ユーロ（2021年のユーロ換算では326億ユーロ）となっている。この金額には、2022年度から2025年度までの期間に実施された応力腐食現象関連作業13億ユーロ（現在のユーロ換算）が含まれている。2025年度において、投資総額は50億ユーロである。

フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

原子炉の最初の稼働は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日に電力網へと接続された。2025年度には、ASNRから公称出力の80%を超えることについて承認を受けて、段階的な出力引上げを継続し、2025年12月14日に公称出力の100%に達した。2026年度には調整試験を継続し、発電所の工業稼働開始を宣言する予定となっている。

当該原子炉の出力を引き上げる中で、初期炉心の相当数の核燃料集合体に密閉不良のリスクが検出された。予防措置として、第1サイクルで照射した集合体はどれも第2サイクルでは再装荷されない。炉心は初回総合検査で完全に取り出される予定となっており、今後のサイクルで再装荷可能な集合体を正確に判断するために、集合体の分析および健全性検査を行う。このため、2025年6月30日現在、燃料在庫の減損65百万ユーロが「燃料およびエネルギー購入費用」に認識されていた（注記5.2を参照）。

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。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。

2025年12月31日現在の連結財務諸表において認識されたフラマンヴィル3に係る資産計上額（中間利息を除く）は13,075百万ユーロである。

この計上額には、以下の金額が含まれる。

- ・ プロジェクトに関連した開業前費用およびその他の有形固定資産1,357百万ユーロ。
- ・ 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）の資産計上額、合計951百万ユーロ。

完成費用は132億ユーロ（2015年のユーロ換算）から変更はない。当該費用には、その他の収益および費用に計上された主要二次回路接合部の修理作業に関連する非経常的な追加費用が含まれる。

ヒンクリー・ポイントC

2016年7月28日にEDF Energyの取締役会が下した最終投資決定（FID）を受けて、EDF Energy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）。

2024年1月のヒンクリー・ポイントCプロジェクトの見直しにより、建設の日程および費用の再評価が行われ、3つのシナリオが検討された。第1のシナリオでは1号機による発電開始目標を2029年とし、第2のシナリオ（基本ケース）は発電開始を2030年、悲観的なシナリオでは、1号機の発電開始を基本ケースより12か月遅れて2031年とした。現在、当該プロジェクトでは、1号機の発電開始を2030年と見込んでいる。プロジェクト完成費用は現在、350億英ポンド（2015年の英ポンド）と見積もられている。12か月の遅延が生じた場合、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。

このプロジェクトは、2025年度に以下のマイルストーンを達成した。

- ・ 2025年3月に1号機燃料建屋で貯蔵プール周囲の第1層コンクリートの打設を行った。
- ・ 2025年7月17日に2号機のドーム吊り上げを実施した。
- ・ 2025年8月に1号機の安全建屋で中圧安全注入ポンプ4台を設置した。
- ・ 2025年9月に1号機の安全建屋で最初の配電盤を設置した。
- ・ 2025年10月に避難トンネル関連作業を完了し、1号機および2号機の避難建屋に接続した。
- ・ 電気機械組立て（MEH）の進捗は、予定より遅れている。行動計画が実施されており、設置ペースは2026年度に加速を続ける見込みである。

当初のCGNとの共同出資コミットメントが完全に消化されていることから、当該プロジェクトは2023年度末以降、EDFによる資本の任意拠出のみを資金源としている。そのため、CGNの持分は、FID時点の33.5%から2025年12月31日現在の23.31%に希薄化しており、EDFが残りの76.69%を保有している。

EDFは、Apolloと、社債を通じた45億英ポンドを上限とする資金提供契約を締結した。2025年6月、EDFは当該契約に基づき第1トランシェで15億英ポンドを借り入れ、今後15億英ポンドずつの2つのトランシェで借入を行うオプションを有している。EDFは、同プロジェクトの営業運転開始までの資金調達ニーズを満たすために、解決策を引き続き模索している。（当グループの2025年6月20日付プレスリリースおよび注記17.3.2を参照）。

また、2025年11月4日に実施されたサイズウェルCプロジェクトのファイナンス・クロージング（注記11.3を参照）を受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が92.50英ポンド/MWhから89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）に引き下げられ、その対価として、サイズウェルCは、サイズウェルCが享受したHPCプロジェクトにおける知見および系列効果に対する報酬をHPCに支払った。

2025年12月31日現在、減損テストの枠組みで採用されていた仮定の修正により、（3,552）百万ユーロの減損を認識した。そのうち（1,783）百万ユーロは、サイズウェルCの最終投資決定を受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が3英ポンド/MWh減の89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）に引き下げられたことに関連している。これは、サイズウェルCが享受したノウハウおよび系列効果に関してヒンクリー・ポイントCに支払われた16億英ポンドで全額相殺されている（注記9.7を参照）。

9.4 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、リースとして分類される。

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。

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は、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）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、貸借対照表に認識される。

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21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。

9.4.1 使用権資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	増加	減少	連結範囲の 変更	その他の変動	2025年 12月31日 現在
土地・建物	6,622	686	-	1	(379)	6,930
その他施設等	1,362	471	-	-	(101)	1,732
総額	7,984	1,157	-	1	(480)	8,662
土地・建物	(2,905)	(641)	-	(6)	202	(3,350)
その他施設等	(777)	(226)	-	-	106	(897)
減価償却および減損累計額	(3,682)	(867)	-	(6)	308	(4,247)
純額	4,302	290	-	(5)	(172)	4,415

2025年12月31日現在、使用権資産は主にEDF SAの1,498百万ユーロ、Enedisの778百万ユーロ、EDF power solutionsの633百万ユーロによるものである。

総額の増加は、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、内訳は、オフィス賃貸契約およびLNGタンカーの受入れに関連するEDF SAの413百万ユーロ、主にHPCプロジェクトに関連する英国の156百万ユーロ、イタリアの135百万ユーロ、Enedisの115百万ユーロ（特に本社のリース）、ならびに主に電気自動車フリートに関連するDalkiaの92百万ユーロである。

9.4.2 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)	2025年度	2024年度
サブリース収益	5	7
変動リース費用	(71)	(67)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(145)	(176)
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	(211)	(236)
使用権資産に係る減価償却費	(867)	(804)
営業利益	(1,078)	(1,040)
リース負債に係る支払利息	(156)	(131)
連結会社税引前利益	(1,234)	(1,171)

9.4.3 リース関連の支払

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
リース負債関連の支払合計	(987)	(867)

9.5 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10を参照）。
- ・ 委譲者が国である水力発電委譲。
- ・ 公的機関からの温熱発電および配電に係る委譲。

水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。1999年より前の委譲に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46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）。

委譲の法的枠組みは、2025年8月28日にフランスにおける水力発電ダムの管理に関してフランスとび欧州連合の間で原則的に合意に達したことを受けて、変更される予定となっている（注記5.1.1を参照）。現在、フランス国内でこの合意の法制化が進められているが、当グループの2025年度の財務諸表に影響はない。

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、使用される資産は、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営業者への施設引渡しの条件について定めている。

当該資産は、IFRIC第12号「サービス委譲契約」に従って、「その他の無形資産」として計上されている。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、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。

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)	2024年 12月31日 現在	増加	稼働開始	減少	連結範囲の 変更	その他の変動	2025年 12月31日 現在
土地・建物	1,695	-	30	(6)	1	(1)	1,719
化石燃料および水力発電所	12,158	8	370	(450)	8	(34)	12,060
その他	718	-	13	(32)	-	11	710
建設中の資産	930	457	(413)	(17)	-	6	963
総額	15,501	465	-	(505)	9	(18)	15,452
土地・建物	(1,084)	(36)		6	-	-	(1,114)
化石燃料および水力発電所	(7,273)	(320)		432	-	33	(7,127)
その他	(511)	(33)		31	-	2	(512)
建設中の資産	(17)	-		-	-	-	(17)
減価償却および減損累計額	(8,885)	(389)	-	469	-	35	(8,770)
純額	6,616	76	-	(36)	9	17	6,682

9.6 キャッシュ・フロー計算書上の無形資産および有形固定資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
無形資産の取得	(2,779)	(2,733)
有形固定資産の取得	(21,611)	(22,739)
固定資産未払金の変動	(442)	693
無形資産および有形固定資産への投資	(24,832)	(24,779)

2025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：7,949百万ユーロ、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EPR2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9.2を参照）。
- ・ **フランスー規制業務**セグメント：6,812百万ユーロ、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。
- ・ **英国**セグメント：6,153百万ユーロ、主にリンクリー・ポイントCプロジェクトに関連する投資である。
- ・ **EDF power solutions**：1,956百万ユーロ、主に北米、フランスおよび英国の風力・太陽光発電プロジェクトに関連する投資である。

9.7 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、最初にのれんに配分され、残額があれば、関係するCGUのその他の資産に配分される。のれんについて認識した減損は戻入できない。
- ・ 公正価値は、経済主体間の通常の取引における当該資産の潜在的な売却価格である。
- ・ 使用価値は、以下の予測将来キャッシュ・フローに基づいて算定される。
 - ＞ 資産の耐用年数および／または操業可能期間と首尾一貫した期間にわたり、
 - ＞ 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ついての長期の仮定を基礎として、毎年更新される財務推移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、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2060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

9.7.1 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	2025年度	2024年度
のれんの減損	9.1	(16)	(151)
その他の無形資産の減損	9.2	(146)	(372)
有形資産の減損	9.3-9.5	(4,003)	(1,312)
戻入控除後の減損		(4,165)	(1,835)

2025年度の減損は(4,165)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。

9.7.2 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2025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

2025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(16)百万ユーロが計上された。2024年12月31日現在、主に英国(EDF Energy)において(151)百万ユーロの減損が計上された。

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	2025年度の減損(単位： 百万ユーロ)
英国(EDF Energy)	のれん	3,419	6.95 %	-	-
イタリア(Edison)	のれん(エネルギー・サービス) Edisonブランド	141	7.3 %	1.5 %	-
		945	< 7.3 %-8.2 % >		-
産業およびサービス	Framatomeのれん	1,605	7.9 %	1.9 %	-
	Arabelle Solutionsのれん	485	8.3 %	2.0 %	-
	Framatomeブランド	151	7.8 %	2.0 %	-
Dalkia	のれん	609	6.1 %	2.0 %	(15)
	Dalkiaブランド	130	6.1 %	2.0 %	-
その他	のれん	713			(1)
のれんおよび耐用年数が確定できない無形資産の減損					(16)

その他の無形資産および有形固定資産の減損

2025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（4,149）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	2025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：当該プロジェクトの日程および費用の見直し、サイズウェルCの最終投資決定を受けた16億英ポンドの受領に伴うCfd行使価格の引き下げ、ならびにWACCの上昇	6.9 %	(3,552)
	その他の資産			(26)
EDF power solutions	米国の太陽光発電資産	陳腐化資産の廃棄	5.8%-7.1%	(81)
	台湾の風力発電資産	開発中プロジェクトの契約遅延		(83)
	中国の風力発電および太陽光発電資産	法定料金の不利な変更		(55)
	チリの風力発電および太陽光発電資産	開発中プロジェクトの現地での見通しの悪化		(39)
	英国の風力発電資産	開発中プロジェクトの収益性の低下		(27)
	その他の資産			(74)
その他の減損			-	(212)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(4,149)

一般的な仮定

2025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。

2024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調査が行われた。

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2025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、現在の市場環境を考慮に入れている。

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価格曲線を使用している。

使用された仮定は、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は、欧州の発電の脱炭素化を可能にし、より全般的には、各用途の電化を後押しし、エネルギー需要全体の変化につながる。

割引率

2025年度の割引率の見積りは、ユーロ圏のすべての国（イタリアを除く）および英国において上方修正された。

この変動は、主としてリスクフリー・レートの上昇を反映しており、EDFのスプレッド縮小により緩和されている。イタリアにおいては、リスクフリー・レートの低下がこのスプレッド縮小により増幅している。

テストに使用した主要WACCの2024年12月31日現在に対する上昇幅は、フランス、ベルギーおよび英国で10～20ベース・ポイントである。イタリアでは、WACCが20ベース・ポイント低下している。

テスト結果では+/-30ベース・ポイントおよび+/-50ベース・ポイントの割引率に対する感応度分析も行われており、どん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：30,838百万ユーロ）

販売および供給セグメント

2024年度には、中堅および大企業に対する良好な販売業績に支えられ、マージンおよび市場シェアを強化したが、販売および供給セグメントは、すべての事業活動にわたり競争が激化し、市場の価格ボラティリティが限定的な状況で2025年度を迎えた。

販売および供給セグメントの回収可能価額は、2024年度比で増加した。この増加は、主に、将来キャッシュ・フロー法がオペレーティング・モデル、事業の動向、ならびに経営陣による予算および予測の見方および承認方法をより適切に反映するように改良されたことに起因する。また、営業利益率の改善もその要因となっている。

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）

現在稼働中の原子力資産の回収可能価額は、帳簿価額を上回っている。当該回収可能価額は、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。2025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、2030年度までの稼働継続を想定しているトーネスおよびヘイシャム2号機のAGR発電所、稼働終了日を1年延期して2028年3月までとする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2025年9月2日付プレスリリースを参照）。

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、集看的に見た場合も、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

2025年12月31日現在、EDF Energyののれん総額は64億ユーロ（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受けて、当該プロジェクトの持分が差し引かれている。過去数年間に実施された減損テストにより、合計30億ユーロの部分的な減損が認識されている。

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にわたり、当該期間以降は予測していない。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ヒンクリー・ポイントCのCGUに適用されるWACCを含んでいる。

EDF Energyののれんの評価に関しては、EDF Energyの他のCGU（現在稼働中の原子力資産、販売および供給）の大幅なマージンに起因し、マージンがプラスであることがテストにより明らかになった。

HPCプロジェクトに関しては以下のとおりである。

- ・ 2023年12月31日現在、土木工事の費用、電気機械組立て（MEH）フェーズの期間延長、および他のロットへの影響に関する仮定の見直しにより、（11,151）百万ユーロの減損が認識されていた。仮定の見直しは、原子炉2基の建設の日程および費用の見直しに関する2024年1月23日付の発表を受けたもので、これにより、1号機は2030年、2号機は2031年に発電開始を見込む運転シナリオに収束した。また、減損テストに採用されたシナリオには、プロジェクト管理に使用される120か月の作業日程に対して1年間の遅延リスクも織り込まれていた。

- ・ 2024年12月31日現在、減損テストにより、長期インフレ仮定の下降曲線によるマイナスの影響に起因して、（1,116）百万ユーロの減損が判明した。運営上の仮定は変更されなかった。

2025年12月31日現在、電気機械組立て（MEH）フェーズの進捗において、2024年度初頭に提示されたプロジェクト予測に対し、12か月の遅延が生じている。この遅延により、1号機の稼働開始に向けた作業日程が120か月から132か月へ1年延長された。2号機の稼働開始については引き続き、1号機の稼働開始から12か月後の稼働開始を予定している。

減損テストに採用されたシナリオには、プロジェクト管理に使用されている132か月の作業日程に対して、引き続き1年間の遅延リスクが織り込まれている。この余裕は、MEHフェーズおよび／または稼働開始に関連して追加の遅延が発生する可能性をカバーすることを目的としている。この減損テストのシナリオにおける建設費用の見積額は360億英ポンド（2024年12月31日現在のシナリオでは340億英ポンド）（いずれも2015年の英ポンド）である。

HPCプロジェクトの回収可能価額は、当該資産の耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて算定されており、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。これに対応する将来キャッシュ・フローは、当グループと英国政府の間の差金決済契約（Cfd）を参照して決定されている。Cfdは、当該原子炉2基の稼働開始日から35年の当初期間にわたりEDF Energyにとって安定的で予測可能な価格を設定しており、市場価格がCfd行使価格を下回った場合、EDF Energyは追加の支払を受ける。この期間は、その後、日程の変更を反映するために32か月短縮された。2025年11月に下されたサイズウェルCの最終投資決定以降、HPCに関するCfd行使価格は、2012年の英ポンドでMWh当たり89.50英ポンド（2024年度比で3英ポンド減）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。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2.2%になる仮定を含んでいる（2024年12月31日現在で実施された減損テストで採用された仮定は2.0%であった）。Cfd期間後の操業期間については、当該期間に価格シナリオがないため、将来キャッシュ・フローには、Cfd行使価格89.50英ポンド/MWh（2012年の英ポンド）に基づく価格仮定に英国のインフレを加算したものを組み込んでいる。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たものであり、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発電所（HPCを含む）が少数であることを考慮し、電力市場価格が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、当該仮定は調整を受ける可能性がある。

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、2025年12月31日現在6.9%であり、2024年度よりも10ベース・ポイント高い。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、2024年12月31日現在の6.85%に対し、2025年12月31日現在は6.95%である。

減損テストの枠組みで採用された仮定の修正により、（3,552）百万ユーロの減損が認識された。そのうち（1,783）百万ユーロは、サイズウェルCの最終投資決定を受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が3英ポンド減の89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）に引き下げられたことに関連している。これは、サイズウェルCが享受したノウハウおよび系列効果に対してヒンクリー・ポイントCに支払われた16億英ポンドで全額相殺されている。

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。

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、引き続き仮定の変動によって影響を受けやすい。不利なシナリオの感応度の例は、以下のとおりである。

- ・ 割引率が30ベース・ポイント上昇した場合には回収可能価額に（23）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10ベース・ポイント低下した場合には回収可能価額に（7）億英ポンドの不利な影響が生じる。
- ・ Cfd後の期間（2064年以降）に電力価格が直線的に10英ポンド/MWh（2025年の英ポンド）下落した場合には、回収可能価額に（6）億英ポンドの影響が生じる。
- ・ 電気機械組立てフェーズにおいて、（144か月の作業日程に対して）12か月の遅延が生じた場合には、回収可能価額に（24）億英ポンドの不利な影響が生じる。
- ・ 稼働開始フェーズにおいて、（144か月の作業日程に対して）6か月の遅延が生じた場合には、回収可能価額に（10）億英ポンドの不利な影響が生じる。

イタリアーEdison（のれんならびに有形および無形資産：6,046百万ユーロ）

2012年度の買収時に945百万ユーロで認識されたEdisonブランドは、耐用年数が確定できない無形資産に関するIAS第36号の規定に従い、年1回の減損テストの対象である。当該テストはロイヤルティ免除法に基づいており、将来キャッシュ・フローに適用される割引率に100ベース・ポイントのリスク・プレミアムを加算したものを組み込んでいる。2025年12月31日現在で更新されたテストにより、販売量に関する仮定を僅かに引き下げたにもかかわらず、十分な余地があることが判明した。

当該テストが示す販売および供給業務のマージンは、全般的に、販売マージンのプラスの傾向に起因して有利な見通しを示している。その一方で、エネルギー・サービスに関連する業務のテストは、2024年度と比較して概ね安定したマージンを示している。

感応度分析：

WACCの50ベース・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。

再生可能エネルギー発電資産（風力発電、太陽光発電、水力発電）に関して、テストは比較的安定したマージンを示した。火力発電資産については、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もかかわらず、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、2023年度に稼働開始された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発電所によるものである。当該発電所は、二酸化炭素および窒素酸化物の排出量が全国平均を下回っている点（二酸化炭素は最大30%、窒素酸化物は最大70%）を特徴とし、かつ、発電容量メカニズムに関連した収益を享受している。

感応度分析：

WACCの50ベース・ポイント上昇、価格の5%低下、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。

産業およびサービス（のれんならびに有形および無形資産：6,339百万ユーロ）**Framatome**

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の影響を受けやすい。採用された参照シナリオには、特にフランスにおけるEPR2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。

のれんの減損テストにより示されたマージンは、2024年12月31日現在と比較して概ね安定している。長期成長率の上昇（1.5%から1.9%）に伴うプラスの影響は、WACC上昇（+30ベシス・ポイント）により緩和されている。将来キャッシュ・フローの割引に適用されるWACCは、Framatomeの事業の多様性および固有のリスク・プロファイルを反映するように加重されている。

取得時に認識されたFramatomeの無形資産（平均15年から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。

Arabelle Solutions

Arabelle Solutionsの資産の回収可能価額は、10か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、採用された基本シナリオに組み込まれたプロジェクト完成に関する仮定の影響を受けやすい。当該シナリオには、特に、フランスにおけるEPR2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。

のれんの減損テストは、2024年度の取得以来、本年度に初めて実施された。当該テストにより、原子力発電の再活性化および当グループがもたらすシナジー効果に起因し、マージンがプラスであることが明らかになった。

使用された長期成長率は2%、WACCは8.3%である。これは、Arabelle Solutionsの各種事業のリスク・プロファイルを考慮して加重されている。

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 power solutions（のれんならびに有形および無形資産：16,076百万ユーロ）**EDF power solutions**

EDF power solutionsの資産は主に、資産の耐用年数の大部分にわたって契約上に規定された収益を提供する電力購入契約（PPA）の恩恵を受けるCGUから成っているため、市場リスクへのエクスポージャーは低い。

減損は、合計（349）百万ユーロが認識された。この減損は、主に、台湾における開発中プロジェクト、米国において陳腐化した太陽光発電資産、規制上の不利な料金改定による悪影響を受けた中国で稼働中の風力および太陽光発電所、現地の見通しが悪化しているチリの開発中プロジェクト、ならびに建設費用の超過に直面している英国の風力発電所プロジェクトに関連している。

Luminus

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。マージンは、2025年度にティアンジュ3号機およびドエル4号機の原子炉2基の10年延長に発生したコストの影響により増加した（2024年度には、当該コストの見込みにより、マージンにマイナスの影響を及ぼした）。

火力発電資産CGUについては、スランの新コンバインド・サイクル・ガス火力発電所建設の遅延にもかかわらず、テストのマージンは依然として大幅にプラスである。

感応度分析：

WACCの50ベシス・ポイント上昇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。

Dalkia（のれんならびに有形および無形資産：3,482百万ユーロ）

Dalkiaののれんは2025年12月31日現在で609百万ユーロであり、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。2025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、これは主に、工事業業の成長、および販売の取り組みの良好な勢いに起因している。

2025年12月31日現在、のれんに認識された減損（15）百万ユーロは、主に、2025年度に営業活動を停止した米国のDalkia Aegisののれんに関連している。

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、ロイヤルティ免除法により見積られている。2025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。

フランスー発電および供給（のれんならびに有形および無形資産：68,921百万ユーロ）

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16,546百万ユーロのフラマンヴィル3発電所（注記9.3を参照）、正味帳簿価額4,147百万ユーロのEPR2プロジェクトで発生したコスト（注記9.2を参照）、ならびに最適化および販売活動を含む。これはのれんを含まない。

2025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、回収可能価額は、原子力発電所の収益に関する規制枠組みの変化（ARENH後の課税制度）を反映するように更新されている。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2025年12月31日現在7.1%（2024年12月31日現在は6.9%）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系列および1,300MW系列の発電所については50年、N4系列の発電所については40年の稼働期間を仮定している。この減価償却期間は2025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産業戦略である。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9.3を参照）。

価格および規制について採用された主要仮定に関して、2026年1月1日からARENHに代わる制度により、原子力収益に係る課税が導入される。その収入は「ユニバーサル原子力発電料金（Versement Nucléaire Universel（VNU）」の形で消費者に直接払い戻される。この税金は、収益が

第1の閾値を超えた時点から適用される（当該閾値を超える収益部分の50%に課税される）。「上限閾値」と呼ばれる第2の閾値を収益が超える場合、その超過部分に90%の課税が適用される。各閾値の水準は、CREが算定する原子力発電総費用に基づき、企業の財務状況および新規の原子力資産に必要な投資を勘案した金額を加算して、3年ごとに省令によって定められる。

2026年度から2028年度の閾値を定める省令が公布されるまで、回収可能価額は、課税閾値を78ユーロ/MWh、上限閾値を110ユーロ/MWhとして見積られた。2025年12月31日現在の評価は、この制度が2028年度以降も原子力発電所の残存耐用年数にわたって更新されるものとし、各閾値は（CREが算出した）原子力発電総費用の予測（注記5.1.1を参照）に基づきEDFが算出している。

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再生可能エネルギーPPAに加えて、中期商品（満期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、最長5年の期間の予見性および安定性を顧客にもたす供給計画を提供できるようになる。

2023年度末以降、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10年から15年の長期的な産業パートナー契約（原子力発電割当契約）を提供している。また、EDFは、専用の申込窓口を通じて、当該契約に適格な事業者の範囲（7GWh/年を超える消費者、電力供給業者および発電事業者）を拡大した。この契約により、合計1,800MWの発電容量（既存の発電所の年間発電量360TWhに対して約10.6TWhに相当）を対象事業者に供給する。当該契約に基づくフランス国内のエネルギー供給は、2026年1月1日に開始された。

2025年度末現在、テストの回収可能価額は、2024年度と比較して減少したが、依然として正味帳簿価額を上回っている。テストの主要な仮定は引き続き、以下に關係する。

- ・ 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、中期計画（MTP）以外の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、原子炉の早期閉鎖が市場価格に及ぼす影響）、その結果は帳簿価額と回収可能価額との間のプラスの差額の存在に疑義を呈するものではなかった。

注記10. 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。

新たに委譲者が無償で提供した施設は、貸借対照表の負債の「フランスの公共配電特別委譲負債」に計上される。

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、メーターおよび測定

機器は主に20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の体制

委譲当局は、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、フランスにおける大部分の公共配電網の委譲運営者であり、2025年12月31日現在346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。

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。

2018年以後に署名される委譲契約は、2017年12月21日付でFNCCR、France urbaine、EDFおよびEnedisの間で発効した委譲契約モデルを適用する。したがって、以下のとおりとする。

- ・ 各新契約の発効日時点において、従前の委譲契約（1992年のモデルに相当）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。
- ・ 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、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4年から5年の複数年投資計画（programmes pluriannuels d'investissements－PPI）に合意する。

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。

10.1 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)	2024年 12月31日 現在	増加 ⁽¹⁾	稼働開始 した資産	減少	その他の変動 ⁽²⁾	2025年 12月31日 現在
土地・建物	3,787	-	197	(10)	3	3,977
電力網	116,786	797	4,593	(506)	209	121,879
その他施設等	5,743	2	455	(139)	(210)	5,851
建設中の資産	3,176	5,621	(5,245)	(19)	4	3,537
総額	129,492	6,420	-	(674)	6	135,244
土地・建物	(1,890)	(99)	-	8	(13)	(1,994)
電力網	(55,332)	(255)	-	328	(2,773)	(58,032)
その他施設等	(3,607)	(272)	-	129	(70)	(3,820)
減価償却および減損累計額	(60,829)	(626)	-	465	(2,856)	(63,846)
純額	68,663	5,794	-	(209)	(2,850)	71,398
(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。						

10.2 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）。以下のとおりに評価する。
 - ＞ 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年度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年度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減価償却費および当該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)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
資産の現物評価額 ⁽¹⁾	61,277	59,123
事業者による供与資金の未償却分	(37,139)	(34,978)
既存資産に対する権利—純額	24,138	24,145
委譲者による供与資金の償却	18,468	17,717
取替引当金	8,548	8,741
取替予定資産に対する権利	27,016	26,458
フランスの公共配電特別委譲負債	51,154	50,603
(1) 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金162百万ユーロ（2024年度133百万ユーロ）を含む。		

[次へ](#)

注記11. 関連会社および共同支配企業に対する投資

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在	
		所有割合(%)	自己資本 (純額) 持分	うち、純利益持 分	自己資本 (純額) 持分	うち、純利益持 分
CTE	11.1	50.10	2,129	253	1,888	68
その他の投資：EDF SA専用資産	14.1.2	n.a.	2,116	53	2,290	(26)
EDF power solutionsの投資	11.4	n.a.	1,960	65	2,235	(1,057)
Taishan(TNPJVC)	11.2	30.00	n.c.	n.c.	961	(12)
Sizewell C (Holding) Ltd.	11.3	12.50	31	-	652	-
EDF Tradingの投資	11.4	n.a.	705	120	948	214
その他の投資	11.4	n.a.	n.c.	n.c.	1,193	130
合計			8,828	670	10,167	(683)
n.a.＝該当なし。						
n.c.＝報告なし。						

2025年12月31日現在、一部の関連会社に対する投資について、減損損失（引当金控除後）の戻入れ21百万ユーロが計上された。また、一部の関連会社に供与された貸付金については、（85）百万ユーロの減損が計上された（注記17.1.3を参照）。

2024年12月31日現在、主にEDF power solutionsの保有資産に関して、関連会社に対する減損損失（1,454）百万ユーロが計上されていた。

11.1 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)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
非流動資産	25,502	23,140
流動資産	5,344	4,225
資産合計	30,846	27,365
自己資本	4,249	3,768
非流動負債	19,533	16,976
流動負債	7,064	6,621
自己資本および負債合計	30,846	27,365
売上高	6,658	5,559
減価償却費および償却費控除前営業利益	2,371	1,629
純利益	506	135
純負債額	15,859	14,665
自己資本直入損益	18	291
支払配当金	43	238

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。これに関連して、RTEはTURPEを通じて報酬を受け取っており、その制度の詳細は注記5.1.1.に記されている。

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で会計処理されており、すべて専用資産に配分されている。

11.2 Taishan

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2024年12月31日現在において公表されていた主要な財務指標（100%基準）は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日現在	2023年 12月31日現在
非流動資産	10,689	10,760
流動資産	840	897
資産合計	11,529	11,657
自己資本	3,206	3,137
非流動負債	7,073	6,684
流動負債	1,250	1,836
自己資本および負債合計	11,529	11,657
売上高	1,120	729
純利益	(40)	(254)
支払配当金	-	-

EDFは、中国広東省の台山において1,750MW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。

2025年度第1四半期に、1号機において燃料再装荷のための計画停止（「燃料交換停止」）が開始された。1号機は、2025年7月14日に電力網に再接続された。2号機は、12月中旬に燃料再装荷のための計画停止として停止実施された。

規制料金の改定に関してNDRC（国家発展改革委員会）から新たな発表がないため、Taishan発電所に影響を与える料金に関する不確実性を反映するために計上されたリスク引当金は、事業年度末毎に再評価される。

11.3 サイズウェルC

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、2025年7月22日に最終投資決定（FID）の段階に達し、2025年11月4日にファイナンス・クロージングが公表された。EDFは、建設期間中に最大11億英ポンドを投資する予定である。EDFはサイズウェルCの資本の12.5%の持分を保有し、英国政府が44.9%、La Caisseが20%、Centricaが15%、Amber Infrastructureが7.6%を保有する（2025年7月22日および2025年11月4日付の当グループのプレスリリースを参照）。EDFは、2015年以降に発生した開発コストの払戻しのため、ファイナンス・クロージング時に新たな資金を投資しなかった。

EDFグループは、主にエンジニアリング調査（EDF/Edvance）、原子力蒸気発生装置、蒸気発生装置および安全制御システムを含む主要一次回路（Framatome）、ならびに従来型台座用タービン発電機ユニット（Arabelle Solutions）の供給者としてこのプロジェクトに貢献している。

2025年度には、同プロジェクトに以下の進展があった。

- ・ EDF SAおよびEdvanceにより構成されたコンソーシアムとサイズウェルCプロジェクト会社の間で締結された原子力サービス契約（Nuclear Services Agreement）、知的財産ライセンス契約および設計パフォーマンス保証が、2025年1月1日に全面的に発効した。
- ・ FramatomeとサイズウェルCプロジェクト会社の間で締結された蒸気発生装置契約が、2025年4月1日に全面的に発効した。
- ・ Arabelle Solutionsとのタービン契約が2025年7月18日に締結された。
- ・ 現場作業は進捗しており、特に現地のインフラ建設、造成工事および土木工事の拡大準備が進められた。
- ・ 特に土木工事に重点を置いたエンジニアリング調査が継続されている。特に1号機の原子炉容器、蒸気発生器8台および主要冷却配管などの重要機器の製造が開始された。タービン発電機ユニットに関する作業も開始した。

2025年12月末現在、英国政府が当該プロジェクトの44.9%を保有し、EDFグループが12.5%、他の投資家が残りの42.6%を保有している。

11.4 その他の投資

EDF power solutions保有のその他の投資は、主に北米と、これより程度は少ないが欧州および中国に所在する。

持分法適用会社であったAtlantic Shores Offshore Wind (ASOW) の持分を追加取得したことによって、当グループの持分比率が100%となったが、2024年度に計上された株式および貸付金の減損を考慮すると、会計上の重要な影響は生じなかった。

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%を保有。
- ・ 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。

注記12. 運転資本

12.1 運転資本の構成および変動

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年 12月31日現在	貨幣性変動	非貨幣性変動	2025年 12月31日現在
棚卸資産および仕掛品	12.2	(19,248)	(212)	293	(19,167)
営業債権、引当金控除後	12.3	(24,139)	2,135	339	(21,665)
営業債務	12.5	19,466	2,010	(154)	21,322
その他の債権および債務 ⁽¹⁾	12.4および12.6	11,550	(2,056)	(124)	9,370
うち、公共電力サービス費用補償（CSPE）債権	12.4	(792)	(3,503)	-	(4,295)
運転資本のその他の構成要素		(1,524)	202	260	(1,062)
正味運転資本		(13,895)	2,079	614	(11,202)

(1) キャッシュ・フロー計算書の「無形資産および有形固定資産への投資」に分類されている固定資産の取得に関する債務を除く。

運転資本の貨幣性改善は主に、価格の低下と季節的要因に関連した、EDF SAに関するフランスにおける営業債権の減少3,094百万ユーロおよび営業債務の増加2,293百万ユーロに起因している。この改善は、**フランスー発電と供給**セグメントにおけるCSPE債権の増加（3,502）百万ユーロにより一部相殺されている。

その他の構成要素は、貸借対照表の無形資産に表示されている二酸化炭素排出証書およびグリーン証書ならびに営業関連のデリバティブを含んでいる。

12.2 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 power solutions、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5.5.2および9.2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5.1.1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。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	12,891	(477)	12,414	12,376	(430)	11,946
その他燃料	1,082	(185)	897	1,547	(274)	1,273
その他消耗品	2,359	(505)	1,854	2,241	(428)	1,813
仕掛品（製品・サービス）	1,016	(46)	970	973	(24)	949
その他の棚卸資産	3,057	(25)	3,032	3,335	(68)	3,267
棚卸資産合計	20,405	(1,238)	19,167	20,472	(1,224)	19,248

「核燃料」在庫の一部は、1年を超える期間の消費を賄うためのものであり、2025年12月31日現在9,537百万ユーロ（2024年12月31日現在9,183百万ユーロ）である。

2025年度の棚卸資産の変動は、発電容量証書（「その他の棚卸資産」に表示）および「その他燃料」の減少を主因とし、価格の影響による「核燃料」在庫の増加によって一部相殺されている。

12.3 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号の単純化したアプローチを適用して、営業債権に係る予想信用損失を測定するために、信用損失実績に基づいて設定された引当マトリクスを用いている。

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
営業債権—総額（EDF Tradingを除く）		19,863	23,370
うち、契約資産	12.3.3	215	200
営業債権—総額（EDF Trading）		3,845	2,627
減損		(2,043)	(1,858)
営業債権—純額		21,665	24,139

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は、2025年12月31日現在1,911百万ユーロ（2024年12月31日現在2,168百万ユーロ）であり、営業債権から控除されている。

2025年12月31日現在、営業債権は（2,474）百万ユーロ減少した。この減少は、主に売上高の変動に伴うEDF SAの3,106百万ユーロに関連しており、EDF Tradingの営業債権の増加+1,218百万ユーロにより一部相殺されている。

12.3.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在			2024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	23,708	(2,043)	21,665	25,997	(1,858)	24,139
うち、期日経過後6か月以内	2,112	(280)	1,832	2,330	(351)	1,979
うち、期日経過後6～12か月	1,200	(403)	797	1,438	(428)	1,010
うち、期日経過後12か月超	2,083	(1,261)	822	1,692	(1,012)	680
うち、期日到来営業債権合計	5,395	(1,944)	3,451	5,460	(1,791)	3,669
うち、期日未到来営業債権合計	18,313	(99)	18,214	20,537	(67)	20,470

12.3.2 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、支払を受け取る権利を資産として譲渡した場合、または受け取ったキャッシュ・フローを第三者（連結している組成された企業を除く）に支払う義務を履行した場合
- ・ 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扱われる。

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、その結果、関連債権は貸借対照表上に引き続き計上される。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日 現在	2024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	61	75
譲渡済で貸借対照表上認識中止した営業債権	1,240	1,323

当グループは2025年12月31日現在、主にEdison、EDF SA、DalkiaおよびLuminusに関連する合計1,240百万ユーロ（2024年12月31日現在1,323百万ユーロ）の営業債権の譲渡を行っていた。

譲渡のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われている。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。

12.3.3 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、2025年12月31日現在215百万ユーロ（2024年12月31日現在200百万ユーロ）に相当し、主にDalkia、EDF power solutionsおよびArabelle Solutionsに関連している。

12.4 その他の債権

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
前払費用	1,669	1,652
未収VAT	2,442	2,460
その他の未収税金（VATを除く）	452	344
公共電力サービス費用補償（CSPE）債権	4,295	792
その他の受取債権 ⁽¹⁾	5,334	7,086
その他の債権	14,192	12,334
うち、非流動部分	1,978	1,979
うち、流動部分	12,214	10,355
総額	14,313	12,424
うち、減損	(121)	(90)

(1) 資産売却に係る債権を含む。

2025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のマージンコール15億ユーロ（2024年度24億ユーロ）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と、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12.6を参照）。

2025年12月31日現在、その他の債権はまた、未収税金2,895百万ユーロ（2024年12月31日現在2,804百万ユーロ）および前払費用1,669百万ユーロ（2024年12月31日現在1,652百万ユーロ）も含んでいる。

EDFの公共サービス費用

フランスにおける公共電力サービス費用補償メカニズムについては注記5.5.1に記載されている。2025年度のEDFへの公共サービス費用補償の金額は11,752百万ユーロである。

2025年度の国からの受取額は、8,236百万ユーロであった。この額には特に、2024年度のメカニズムの残高668百万ユーロおよび2025年度の補償7,568百万ユーロが含まれている。

以上より、2025年12月31日現在、EDF SAは国に対する営業債権4,295百万ユーロ（2024年12月31日現在792百万ユーロ）を認識した。

12.5 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	17,733	15,302
営業債務（EDF Trading）	3,589	4,164
営業債務	21,322	19,466

2025年度のEDF Tradingを除く営業債務の24億ユーロの増加は主に、EDF SAの23億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、2025年12月31日現在、対応する債務875百万ユーロは引き続き、当グループの財務諸表上「営業債務」に含まれている。

12.6 その他の負債

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	うち契約負債	2024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	3,644	2,899	3,614	2,435
有形固定資産関連負債	4,883	-	5,542	-
税金負債	4,159	-	5,167	-
社会保障費	7,065	-	6,717	-
長期契約に係る繰延収益	4,175	4,175	3,975	3,974
その他の繰延収益 ⁽¹⁾	1,553	939	1,219	897
トレーディングのマージンコール	645	-	486	-
その他 ⁽²⁾	3,914	-	3,950	-
その他の負債	30,038	8,013	30,670	7,306
非流動部分	5,503	4,680	6,039	3,367
流動部分	24,535	3,333	24,631	3,939
(1) 2020年度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む。				
(2) 資産の取得および投資補助金に係る債務を含む。				

12.6.1 前受金および未成業務受入金

2025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1,626百万ユーロ（2024年12月31日現在1,501百万ユーロ）から成る。

12.6.2 税金負債

2025年12月31日現在、税金負債には特に、電力消費税に関する1,819百万ユーロを含んでいる。

12.6.3 長期契約に係る繰延収益

2025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および電力集約型顧客に対するパートナー前渡金2,117百万ユーロ（2024年12月31日現在2,137百万ユーロ）、Framatomeに対するパートナー前渡金867百万ユーロ（2024年12月31日現在624百万ユーロ）、ならびにArabelle Solutionsに対するパートナー前渡金1,195百万ユーロ（2024年12月31日現在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。

12.6.4 トレーディングのマージンコール

2025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6億ユーロ（2024年度5億ユーロ）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12.4を参照）。

12.6.5 その他の負債

その他の負債には、2025年12月31日現在、投資補助金16億ユーロが含まれる。2025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、221百万ユーロ（2024年度232百万ユーロ）になる。

受け取った投資補助金は、「その他の負債」に計上され、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。

12.6.6 契約負債

契約負債は、顧客が既に支払済みであるかまたは支払期日が到来している場合に、当該顧客に財およびサービスを提供する会社の義務を表す。

契約負債の変動は、以下のとおりであった。

（単位：百万ユーロ）	2024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	2025年 12月31日 現在
前受金	2,435	1,508	(1,034)	(32)	-	49	(27)	2,899
長期契約に係る繰延収益	3,974	796	(610)	-	35	22	(42)	4,175
その他の繰延収益	897	711	(666)	-	-	-	(3)	939

これらの負債は、前受金および未成業務受入金2,899百万ユーロ（主に製造とサービス、英国、およびフランスー規制業務セグメントに関連）ならびに繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）5,114百万ユーロ（主にフランスー発電と供給および製造とサービスのセグメントに関連）から構成されており、その2025年12月31日現在の合計額は8,013百万ユーロ（2024年12月31日現在7,306百万ユーロ）である。

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26,108百万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686百万ユーロは、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13. 自己資本

13.1 資本金

会計原則および会計処理方法

増資に直接関係する対外費用は、新株発行費に含まれる。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。

2025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。

13.2 発行者による配当

2025年5月5日に株主総会が開催された。

配当

2025年度には、2024年度に係る配当の分配は行われなかった。

その他の分配

2025年5月21日に、EDFは単独株主であるフランス政府に、資本剰余金に配分された20億ユーロを分配した。

13.3 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分の個別の発行条件ごとに異なる最低期間の経過後に、その後は各利息支払日ごと、または極めて特殊な状況が起きた場合に行使することができる。年利回りは、個別の発行条件ごとに異なる契約条項に基づいて決定および再検討される。支払の無期限の繰延を認める契約条項があることから、EDFに支払義務はない。

ただし当該条項は、配当金の分配を行う場合には繰延額を支払わなければならない旨を規定している。これらすべての特性により、元本または利息について、EDFには現金またはその他の金融資産による支払を回避できる無条件の権利が与えられている。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。

2025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、10,061百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）（2024年12月31日現在10,047百万ユーロ）である。

2025年9月29日、EDFは、2014年1月に発行された利率5.0%の永久超劣後債1,000百万ユーロ（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%の永久超劣後債1,250百万英ポンド（EDFの裁量による最初の早期償還日は2026年1月29日）を対象とした償還募集を開始した。この募集により、2014年1月に発行されたユーロ建て債のうち219百万ユーロおよび2013年1月に発行された英ポンド建て債のうち539百万ユーロ（469百万英ポンド）について一部償還が実施され、2025年10月9日に決済された。同日現在、2014年1月に発行されたユーロ建て債のうち283百万ユーロおよび2013年1月に発効された英ポンド建て債のうち160百万英ポンドが未償還であった。

2025年9月29日、EDFは、利率4.375%のグリーンハイブリッド債1,250百万ユーロを発行し、自己資本に計上した。

2025年12月16日、EDFは、2014年1月に発行したハイブリッド債1,000百万ユーロおよび2013年1月に発行した1,250百万英ポンドのうち、未償還分について償還オプションを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2025年12月31日現在、以前は自己資本に計上されていた合計466百万ユーロ（ユーロ建て債283百万ユーロおよび英ポンド建て債160百万英ポンド（183百万ユーロ））を、その他の金融負債に組み替えた。これらの債券はそれぞれ、2026年1月22日および1月29日に償還された。

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、2025年度には533百万ユーロ（2024年度582百万ユーロ）であった。この結果としての現金支払額は、対応する当グループ自己資本の減額に反映されている。

2026年1月にEDFは、永久劣後債の持参人に対して25百万ユーロの利息を支払った。

EDF決算書上の永久劣後債（2025年12月31日現在「存在する」社債）

(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	クーポン
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 %
EDF	10/2025	1,250	EUR	5.5年	4.38 %
(1) 資金受領日。					

13.4 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)	2025年12月31日現在			2024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
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20.00 %	1,424	189	1,453	300
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	23.31 %	5,773	(172)	5,915	(87)
EDF Investissements Groupe SA	13.78 %	1,021	33	1,024	17
Luminus SA	31.37 %	1,190	82	995	102
Framatome	19.50 %	199	(29)	200	(23)
その他の持分		1,217	88	1,442	139
合計		10,824	191	11,029	448

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。

NNB Holding Company (HPC) Ltd.に対する被支配持分はCGNの持分である。NNB Holding Company (HPC) Ltd.は、当グループがEDF Energyを通じて76.69%（2024年12月31日現在72.60%）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。

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、三菱重工業が保有する19.5%持分である。

Luminusに対する非支配持分は主に、ベルギーの地方当局が保有する持分である。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsが保有する持分である。

その他の非支配持分は主に、EdisonおよびEDF power solutions下位企業集団の子会社に対する少数株主持分から成っている。その他の非支配持分はまた、Dalkiaグループが発行し少数株主が引き受けた転換社債の形態による商品、2025年12月31日現在の合計39百万ユーロ（2024年度66百万ユーロ）を含んでいる。

注記14. 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、当グループが期末日に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、その結果として当該債務を決済するために資金の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額について信頼性をもって見積ることができる場合に、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を基に、予備計画、調査、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を参照して算出される。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、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資産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)	2025年12月31日現在			2024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	32,715	1,868	34,583	33,220	1,995	35,215
廃炉および炉心核燃料引当金	34,862	1,245	36,107	35,609	1,453	37,062
原子力発電関連引当金	67,577	3,113	70,690	68,829	3,448	72,277

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 14.1	注記 14.2	注記 14.3	
使用済燃料管理引当金	17,449	1,143	-	18,592
廃棄物除去および調整引当金	-	496	-	496
放射性廃棄物長期管理引当金	14,108	1,373	14	15,495
2025年12月31日現在核サイクル終了引当金	31,557	3,012	14	34,583
原子力発電所廃炉引当金	19,638	11,342	674	31,654
炉心核燃料引当金	3,149	1,304	-	4,453
2025年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	22,787	12,646	674	36,107
2025年12月31日現在原子力発電関連引当金	54,344	15,658	688	70,690

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)	2024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	2025年 12月31日 現在
使用済燃料管理引当金	18,714	581	(1,352)	735	(62)	(24)	18,592
廃棄物除去および調整引当金	520	-	-	35	(26)	(33)	496
放射性廃棄物長期管理引当金	15,981	40	(718)	446	(72)	(182)	15,495
核サイクル終了引当金	35,215	621	(2,070)	1,216	(160)	(239)	34,583
原子力発電所廃炉引当金	32,698	368	(996)	1,677	(624)	(1,469)	31,654
炉心核燃料引当金	4,364	-	(5)	207	(68)	(45)	4,453
廃炉および炉心核燃料引当金	37,062	368	(1,001)	1,884	(692)	(1,514)	36,107
原子力発電関連引当金	72,277	989	(3,071)	3,100	(852)	(1,753)	70,690
流動部分	3,448						3,113
非流動部分	68,829						67,577
EDF SA	53,821						54,344
－2006年6月28日付法律の範囲内の引当金	52,583						53,089
英国	17,478						15,658
ベルギー	978						688

2025年度の原子力発電関連引当金の変動の詳細は、フランスに関しては注記14.1.1に、英国に関しては注記14.2に記載されている。

14.1 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

14.1.1 原子力発電関連引当金

フランスにおける当該引当金は、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を保有している（注記14.1.2を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し、ある程度リスクおよび不確定な事項が織り込まれる。これはまた、注記1.2.4.2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年度末の時点で特定されていた不確実性について、2025年度に進展があった。特に、新たな中間使用済燃料の貯蔵容量（OranoのADECプロジェクト）に関する引当金は、2025年度にEDFが入手した新情報により裏付けられた（注記14.1.1.1を参照）。フランスの長寿命中高レベル廃棄物の深地層貯蔵施設プロジェクトであるCigéoについては、2025年12月31日現在、新たな費用設定が発表されていなかったため、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する引当金の額は、依然として2016年度の費用設定および2024年12月31日現在において特定された要素に基づいて計算されている（注記14.1.1.2参照）。

有害物質（アスベスト、鉛等）の処理が廃炉および廃棄物処理に及ぼす可能性のある影響を見積るために2025年度に開始された行動計画については、最近の規制の変更を受け、特にアスベスト含有塗料に関して、恒久的に閉鎖された発電所の廃炉作業に関する新たな見積りが行われた（注記14.1.1.3を参照）が、当期末日現在稼働中の発電所の廃炉費用の見積りについては、依然として策定中である。

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	2024年 12月31日 現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2025年 12月31日 現在
使用済燃料管理引当金	14.1.1.1	17,449	560	(1,202)	647	(5)	17,449
-営業サイクルに関連しない金額		4,496	65	(31)	137	1	4,668
-2006年6月28日付法律の範囲外の金額		1,238	-	(44)	61	-	1,255
放射性廃棄物長期管理引当金	14.1.1.2	14,156	29	(333)	341	(85)	14,108
核サイクル終了引当金		31,605	589	(1,535)	988	(90)	31,557
原子力発電所廃炉引当金	14.1.1.3	19,221	285	(284)	778	(362)	19,638
炉心核燃料引当金	14.1.1.4	2,995	-	-	136	18	3,149
廃炉および炉心核燃料引当金		22,216	285	(284)	914	(344)	22,787
原子力発電関連引当金		53,821	874	(1,819)	1,902	(434)	54,344
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⁾		52,583	874	(1,775)	1,841	(434)	53,089
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⁾		1,238	-	(44)	61	-	1,255

(1) 放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である（以下を参照）。

原子力発電関連引当金の2025年度における523百万ユーロの増加は、主に以下に起因する。

- ・ 「増加」には、新規装荷燃料および費用見積りの修正に関連する影響874百万ユーロが含まれる。
- ・ 「減少」には、使用済燃料処理および廃炉現場に関連して発生した費用の戻入れ（1,767）百万ユーロが含まれる。
- ・ 「割引の影響」には、引当金の取崩しに係る費用2,417百万ユーロおよび金融損益に認識された割引率の10ベシス・ポイントの上昇に係る（515）百万ユーロが含まれる。
- ・ 「その他の変動」には、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について使用された割引率の修正に関連する（470）百万ユーロが含まれる。

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、マルクルールのUP1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。

14.1.1.1 使用済燃料管理引当金

使用済燃料処理

核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ものである。

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業務を対象としている。

- ・ 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中間貯蔵。
- ・ 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～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との契約に基づいて測定される。これらの契約（修正される可能性がある）は、年に一度更新される物価指数を含む。

現時点で有効な契約は、2024年度～2026年度の期間を対象としており、次期契約に係る交渉が、2025年度に開始された。現段階では、当該交渉が当グループの財務コミットメントの規模および引当金に及ぼす影響を推測することはできない。

使用済燃料の貯蔵

以下の2つの点から、使用済燃料の中間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中間貯蔵施設使用量予測に基づき、ラアーグのプールが飽和状態となるリスクの管理。
- ・ 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）、再処理ウラン燃料（RepU）、およびクレイ・マルヴィルから回収された燃料（FNR）を長期貯蔵するニーズ。

2024年2月26日のフランス原子力政策評議会（CPN）により、既存施設の延長、ならびに耐久性およびラアーグの核燃料サイクル施設の更新を通じて、使用済燃料の再処理・再利用およびクローズド核燃料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。その結果、業界シナリオは2024年6月30日には、暫定的な対応策プロジェクト（ラアーグ1における貯蔵の高密度化、乾式貯蔵）の実施、および既存または建設中の工業用施設では再利用できない使用済装荷燃料の新規貯蔵容量を建設することにより、ラアーグのプールの短期的な飽和リスクの顕在化が短期間先送りされたことを踏まえて更新された。

この業界シナリオの変更の結果、飽和リスクを管理するために当時計画されていた新しい水槽に関連する資産計上費用の減損142百万ユーロが認識され、2024年6月末現在の使用済燃料管理引当金が更新され、総額3,301百万ユーロの影響が生じた。

新規貯蔵容量の建設プロジェクトについては、ラアーグのOrano施設における将来の核燃料サイクル施設に係る産業計画（「将来の終了」プログラム（ADF））の検証が現在進められている。同計画には特に、新しい使用済燃料処理施設および新しいMOX燃料生産施設が含まれる。Oranoの監督下に置かれるこの計画では、新規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。

2025年度に、DGECはADECプロジェクトに関し、EDFおよびOranoに対して2025年3月10日付書簡により、同局は「提案された産業プロジェクトに異議を唱えない」ことを通知した。また、2025年3月17日のCPNは、「資金提供は主にEDFが負担する」ことを示した。よって、「将来の終了」プログラムに関する協議において、2025年12月にOranoはEDFに対し、当該プログラムの総費用見積りの最新版を提出した。この見積りは、EDFが以前に提示した新規貯蔵容量に関する引当金の見積りを裏付けるものである。この新たな見積りに関する詳細な検討は、Oranoが2026年度末までにEDFに提出する予定である概略予備調査の提出時に実施される。

再処理ウランの再利用

2018年度に再開された再処理ウランの再利用は、2023年度に最初の燃料集合体が装荷され、現在900MW原子炉4基で使用されている。技術上の変更の完了および必要な認可が下りることを条件に、2027年度までに1300MW原子炉にも、再処理ウランを基にした燃料集合体が装荷される予定である。使用済燃料管理引当金に含まれる再処理ウラン貯蔵引当金（469百万ユーロ）は、会計上採用される減価償却期間に従って、発電所の運転寿命後に使用できなくなる物質の貯蔵コストに相当する。

気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局の委託による監査

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。監査は2024年度第2四半期に開始し、2025年5月28日に終了したが、2023年12月31日現在の使用済燃料管理引当金の額に反映されているEDFの債務計算方法に重要な影響を及ぼすものではない。EDFは現在、DGECからのフォローアップレターを待っているところである。

14.1.1.2 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放射性廃棄物パッケージの中間貯蔵、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（すなわち、プルトリウム（MOX）燃料、クレイ・マルヴィル（FNR）およびブレンニリス（重水））の輸送、ならびに必要なに応じて長期間中間貯蔵後の直接貯蔵。
- ・ 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、調整および中間貯蔵、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日現在において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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
極低レベルおよび 低中レベル廃棄物	極低レベル廃棄物：CIRES-モルヴィリエ（ANDRA） 低中レベル廃棄物：CSA-スレーヌ（ANDRA）	3,565	3,310
長寿命低レベル廃棄物	調査中のプロジェクト（ANDRA）	366	371
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調整および中間 貯蔵施設	10,177	10,475
放射性廃棄物長期管理引当金		14,108	14,156

極低レベルおよび低中レベル廃棄物

極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。

- ・ 極低レベル廃棄物は、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（極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年度に稼働開始）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。
- ・ 2025年11月27日に設立された子会社Cyclife Technocentreとの間で2025年12月23日に締結した契約。この契約では、テクノセンター施設において2032年度から2072年度にかけて、極低レベル金属廃棄物（蒸気発生器のものを含む）の処理（切断、分類、溶融）を行い、その後、これらの金属を再利用し、最終廃棄物をANDRAセンターに貯蔵する。これは、国家公開討議委員会（CNDP）が2024年10月10日から2025年2月7日まで主催した公開討論をEDFが主導した後、フェッセンハイムの敷地におけるテクノセンターの開発計画を進めることを決定したことに基づくものである。この新しい施設は2032年度の稼働開始が予定され、Cyclife Technocentreが運営を担う。
- ・ 事前処理の工程の開発に見込まれるその他の費用の見積り。

2025年6月30日現在、クレイ・マルヴィルのナトリウムを含むコンクリートブロックの事前処理費用が見積られ、極低レベル廃棄物管理引当金に118百万ユーロの影響が生じた。これらのブロックは、クレイ・マルヴィル原子炉の一次および二次回路に含まれるナトリウムを廃棄物として処理した結果生じている。

また、フェッセンハイムの蒸気発生器の撤去作業の経験フィードバックを受けて、蒸気発生器の輸送費用も再度見積られた結果、発電所レベル（稼働中のPWR発電所について蒸気発生器が約300台）での引当金が117百万ユーロ増加した。

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）原子力発電所の廃炉から生じ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、特定の地表付近貯蔵を定めている。

最初に廃炉となったUNGG原子炉であるシノンA2から2045年度までに抽出予定の黒鉛に関する引当金を算出するために採用されたシナリオでは、廃棄物は既存のオープン地上貯蔵センター（ASC）に貯蔵されることを前提としている。また、シノンにこの黒鉛の中間貯蔵施設を建設する必要が生じるリスクに対する引当金が計上された。

その他の原子炉の黒鉛に関する引当金において採用されたシナリオは、専用の地表付近貯蔵センターでの直接貯蔵である。

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物は、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、廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付法律では、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。

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250億ユーロと設定した。

EDFは、2016年度の費用計算には含まれていなかった情報を反映させるため、引当金の更新を2024年度の財務諸表に反映した。当該更新により、引当金が823百万ユーロ増加した。

2016年1月15日の費用見積りに基づいて、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、稼働開始、「パイロット操業フェーズ」の終了、安全性再審査）において、ASNの意見に従って更新されることが定められている。

2025年5月12日にANDRAは、Cigéo貯蔵施設の見積りの更新に係る報告書をフランス産業・エネルギー担当大臣に提出した。これは、Cigéoプロジェクトの基準見積りおよび関連引当金を更新するためのプロセスの最初の段階である。

関連する基準スケジュールも見直される予定であり、現在のスケジュールでは、長寿命中レベル廃棄物の最初のパッケージの受入れが2050年度に予定されている（以前の基準スケジュールでは2035年度～2040年度）。高レベル廃棄物のパッケージについては、以前と同様、2080年度に予定されている。

ANDRAの報告書に含まれる数値は、使用された仮定に応じて高・中・低の見積りの形で提示されており、プロジェクトの予測スケジュールにおいて最終的に達成可能と判断された最適化を含むシナリオが含まれている。このシナリオにおいて、税制が一定であれば、費用が比較的安定していることが示されている。

2025年12月31日現在、Cigéoの費用を定義する新たな設定が公表されていないことから、高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物の貯蔵に関する引当金は、依然として2016年度の費用設定および2024年度末に特定された情報に基づいて決定されている。

引当金額は、費用設定が発表された後に再検討されることになる。

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物の貯蔵に対する引当金は、合計9,175百万ユーロである。当該引当金は、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コストに基づいており、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中間貯蔵、貯蔵用地へ向けた除去、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。

また、Cigéoの課税に関しては、2021年財政法第127条に、同プロジェクトの税務上の変更（工業用施設に適用される標準課税から貯蔵に特化した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2025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。

Cigéoプロジェクトの支援税に係る決定

Cigéoの支援税制度について、2025年度フランス財政法第18条を補完する決定が2025年12月24日に公示され、以前はプロジェクト費用の一部として引当金でカバーされていた支援税を、フランス政府が独立した恒久的措置とみなしていることが確認された。これにより、同税と放射性廃棄物長期管理義務との関係がもはや確立されないことから、EDFは会計上の見積りの変更を行うとともに、2025年12月31日現在の財務諸表に当該変更による将来の影響を反映させ、その結果として、これに関して認識された引当金320百万ユーロの全額が戻し入れられた。よって、これらの支援税の年間支払額は今後、当該期間の費用として計上されることになる。

ICEDA

長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金は、主にICEDA（放射性廃棄物の調整・貯蔵施設）における長寿命中レベル廃棄物の、Cigéoへの輸送開始までの調整および貯蔵を対象とする1,002百万ユーロも含んでいる。

14.1.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基礎原子力施設（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。

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。用地はANSR指針24号に準拠して原状回復され、産業用に再利用される。

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（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却（UNGG）炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーおよびフェッセンハイムの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、解体計画が現在も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。フェッセンハイム解体の政令は2026年に公布される見込みである。

これらの作業はそれぞれがEDFにとっ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乏しいか全くない原子炉技術に関連している。すなわち、新たな方法および技術の開発が必要であり、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高いリスクを伴う。他方、PWRの廃炉については経験フィードバック（欧州では永久閉鎖された原子炉の大半について一次回路の解体が完了していないことから、主に米国のもの）が活用できる。また、ショーA発電所は洞窟内に位置し、稼働中のPWR発電所とは放射線物質汚染が明らかに異なるという特異性を有しており、そのため、これもまた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基の概略予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業により、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所（「第2および第3世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する詳細な見積り基準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）	2024年 12月31日 現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2025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	13,510	-	(10)	608	(362)	13,746
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	5,711	285	(274)	170	-	5,892
原子力発電所廃炉引当金	19,221	285	(284)	778	(362)	19,638

現在稼働中の原子力発電所（900MW系列、1300MW系列およびN4系列を備えた加圧水型原子炉（PWR）、ならびにフラマンヴィル3 EPR）

以下の2段落に記載された見積りの基礎は、稼働中の原子力発電所56基およびフラマンヴィル3に関するものである。

900MW系列、1300MW系列および1450MW系列の56基（すなわちフラマンヴィル3以外）については、廃炉費用の基準見積りは、900MW系列の原子炉2基の解体に係るエンジニアリング、建設作業、運営および現地での廃棄物処理の費用全体の分析に基づいている。当該基準見積りは、施設の規模および構造の違いを考慮した上で、1300MW系列および1450MW系列の最初のユニットに拡大適用される。発電所全体に関する見積りには、原子炉の技術的均一性により可能となる系列効果および相互効果も含まれている。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系列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。

系列効果（特定の系列の最初のユニット以降の原子炉に係る費用の軽減）の規模は、作業の性質に依存する。

- ・ 1系列の最初のユニットについて実施された調査の大半は、微細な調整とともに、それに続く原子炉についても利用される。
- ・ 特定の工具は、その後の複数の用地において再利用される。
- ・ 最初の作業現場で得られた経験フィードバックは、リスクを軽減し、その後の類似作業を最適化するために直接活用できる。

相互効果は、同一の用地に存在するユニット間の相乗効果を指す。具体的には以下に当たる。

- ・ 特定の工業用施設および事務所は、同一用地の全原子炉で共有され、2回解体する必要はない。
- ・ 特定の稼働、監視および保守費用は、特定の用地に存在する原子炉の数に比例しておらず、ほぼ影響がない場合もある。

フラマンヴィル1および2とフラマンヴィル3との間の相互効果が考慮されている。

同一用地の複数の原子炉を解体する方が、異なる用地にある孤立した原子炉を解体するよりも費用が低いことが、これらの相互効果により説明される。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。

系列効果および相互効果はそれぞれ、それらの効果を含まず計算された稼働中のPWR発電所の見積額の9%および7%に相当する。系列効果および相互効果は、系列によって異なる。すなわち、ひとつの系列により多くのユニットがある場合（系列効果）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系列ではその組み合わせの効果（系列効果および相互効果）は16%を上回る。

逆に、これらの費用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、2016年1月に公表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、この選択肢は見積りの慎重性を示すと判断された。

当該見積りには、リスクおよび不確実性への対応も、以下のとおり含まれている。

- ・ 見積り総額だけでなく、計画期間、系列効果、相互効果および転移係数も含む、費用見積りに関するすべての仮定に係る不確実性の算入。
- ・ 識別可能であるが偶発的な事象に係るリスクの算入。これらのリスクの財務的評価は、その現実化から直接生じる費用およびプロジェクトの全期間の延長により生じる費用を考慮している。

リスクおよび不確実性の全体的なマージンは、フラマンヴィル3を除く稼働中のPWR発電所全体に関して18.7%（フェッセンハイムの基準見積りでは33.4%）である。

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、この分析を強化することに注力している。

2025年度には、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（2025年のユーロ換算で）約7.0億ユーロであるのに対して、フラマンヴィル3を除く全PWR発電所のユニット1基当たりの平均費用は、上記の系列効果および相互効果を含めて4.3億ユーロである。

2025年度には、相互効果の計算モデルの簡易化により、稼働中の原子力発電所の計画の不確実性に係る廃炉引当金が58百万ユーロ減少した。

アスベスト含有塗料に関しては、稼働中の発電所について、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実施されている。このプログラムは、廃炉の範囲を決定する被塗装主要部品を優先的に対象とし、その後、電気機械設備に拡大される予定である。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ている。

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日に原子炉を初稼働し、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に関する引当金が認識された。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）の構造に適用したものに基いている。当該引当金は2025年12月31日現在の財務諸表において230百万ユーロ計上されている。

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、それぞれ明確な特徴を持つ4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第2世代PWR原子炉である。

見積りの基礎

廃炉費用は、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れた見積りに基づいている。同費用については、毎年再評価が行われている。

UNGG原子炉の廃炉に関する業界戦略では、以下の作業が予定されている。

- ・ 基本的に遠隔管理による炉心の解体工程。
- ・ 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、2020年3月に公示されたASNのUNGG原子炉解体に係る決定に従い、原子炉によって、2063年度から2093年度の間に完了予定とされた。

なお、2021年度に公表された、気象エネルギー総局（DGEC）が委託したEDFの永久に閉鎖された原子力発電所（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の外部監査は、「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・改定手続き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。また、報告書は、「当該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。

当該監査の提言に従って、日程リスクおよび見積りに係る不確実性レベルの評価を強化するために、日程リスクおよび不確実性の分析評価手法（現在進行中の廃炉プロジェクトの大半に適用）および「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が導入された。

永久閉鎖された発電所の見積りはまた、調査およびエンジニアリングの必要性の評価手法の変更、ならびに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）の老朽化リスクも考慮している。

2025年12月31日現在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)	2025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	342	299
加圧水型原子炉－PWR－フェッセンハイム ⁽¹⁾	1,177	996
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	6,481	3,302
重水炉－ブレンニリス	548	470
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	714	621
(1) 中間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13億ユーロ）。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、PWRよりも複雑で直接視認できない遠隔管理による切断となること、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78億ユーロ）。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24億ユーロ）。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の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。

2024年度の進展

2024年度には、手法に関する作業において、以下の2つの分野横断の問題が掘り下げられた。

- ・ 有害物質（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インベントリを統合し、有害物質リスクの管理を強化するとともに、これらの有害物質管理の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する複数年行動計画が開始された。これを受けて引当金が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変更のフェッセンハイムへの影響を考慮するための70百万ユーロを含む）。
- ・ 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システムの分析から、閉鎖された全施設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。

2025年度の進展

2024年度に有害物質に関する行動計画が開始された後、2025年度には、各用地に存在するアスベスト、鉛およびその他の有害物質の詳細な目録が作成され、工事分（対象となる建設物資材および被覆の撤去ならびに解体工事に係るアスベスト除去費用）、運営およびエンジニアリング分（追加スタッフ、研修、施設の改修など）、ならびに廃棄物処理分の追加費用の総額が見積られた。この見積りには確率計算が適用され、これらの追加費用の実際の発生リスクが反映された。その結果、引当金が44百万ユーロ増加した。

2025年度には、技術レポート、受け取った提案およびスケジュールの変更により、見積りが複数回にわたって見直された。これらの見直しの結果として特に、(i)原子炉ブロック解体の追加費用をカバーするためのプレニリス発電所の廃炉費用の増加90百万ユーロと、(ii)操業費用の調整に起因する増加および工業的実証炉の開発費用の増加によるシノン発電所の廃炉費用の増加54百万ユーロが反映された。

14.1.1.4 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廃炉に係る費用の一部を構成する。そのため、稼働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）。

2024年度以降、炉心核燃料引当金には、フラマンヴィル3発電所の炉心に関連する金額が含まれている。

2025年度は炉心核燃料引当金が154百万ユーロ増加し、これには燃料費の変動に関する67百万ユーロが含まれる。

14.1.1.5 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→AA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、2025年度は3.19%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。2025年度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2.1%から4.3%の範囲（2024年度末現在2.3%から3.6%）、20年から50年の間の支出は3.5%から4.3%の範囲（2024年度末現在3.4%から3.6%）、そして、50年より後の支出は3.19%（2024年度末現在3.22%）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。
- ・ 安定的なスプレッド曲線を描く目的による、AAからBBB格付の社債のスプレッドの参照。AA格付の社債の数が最近増加したことから、A格付の社債のスプレッドの参照に代わって、AA格付の社債が参照された。BBB格付の社債のスプレッドは、これらの社債が「投資適格」債の大部分を構成し、満期が特に長い社債の大半を占めるため、引き続き参照された。

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、2025年度のOAT債の金利のボラティリティの高さを踏まえ、2025年12月31日現在採用された割引率は4.5%（2024年12月31日現在4.5%）、仮定したインフレ率は1.8%（2024年12月31日現在1.9%）、すなわち2025年12月31日現在の実質割引率は2.7%（2024年12月31日現在2.6%）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

使用された割引率は、規制により定められた2つ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ベシス・ポイントに相当する。同上限は2025年12月31日現在、2.69%（2024年12月31日現在2.72%）であり、使用された実質割引率（2.65%（小数点以下2桁まで表示））を上回っている。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。異なる資産クラスのリターン特性を組み込んだ研究により示された専用資産に係る20年間の平均予測収益率は、2004年1月1日から2025年12月31日の間に観察された平均年間収益率6.1%に近く、使用された名目割引率4.5%を上回っている。

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)	2025年12月31日現在		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)	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	25,272	16,194	24,849	16,211
-営業サイクルに関連しない金額	8,464	4,668	7,794	4,496
放射性廃棄物長期管理	41,468	14,108	40,405	14,156
核サイクル終了費用	66,740	30,302	65,254	30,367
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	25,502	13,746	25,154	13,510
閉鎖された原子力発電所の廃炉	9,606	5,892	9,313	5,711
炉心核燃料	5,301	3,149	5,167	2,995
廃炉および炉心核燃料費用	40,409	22,787	39,634	22,216
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金	-	53,089	-	52,583

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）の内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2025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	11,639	13,633	25,272
営業サイクルに関連しない金額	2,077	6,387	8,464
放射性廃棄物長期管理	6,629	34,839	41,468
核サイクル終了費用	18,268	48,472	66,740
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	831	24,671	25,502
閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,177	5,429	9,606
炉心核燃料	1,418	3,883	5,301
廃炉および炉心核燃料費用	6,426	33,983	40,409

(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44%は放射性廃棄物長期管理引当金に關係し、それぞれ41%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ペーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りを示している。

2025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 ペーシス・ ポイント	-20 ペーシス・ ポイント	+20 ペーシス・ ポイント	-20 ペーシス・ ポイント
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	17,449	(325)	344	281	(297)
-放射性廃棄物長期管理	14,108	(691)	770	524	(591)
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	13,746	(571)	602	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,892	(161)	171	161	(171)
-炉心核燃料	3,149	(94)	99	-	(10)
合計	54,344	(1,842)	1,986	966	(1,069)
専用資産で填補される金額	39,049	(1,611)	1,745	828	(920)

割引率が±10ペーシス・ポイント変動した場合の核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金の現在価値に対する影響の見積りは、税引前当期純利益に対する494／(520)百万ユーロを含め、(938)／974百万ユーロである。

14.1.2 EDFの専用資産

14.1.2.1 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、行政当局の認可を得た上で最長5年と定めた。

14.1.2.2 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（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分され、2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定された。このポートフォリオは、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。

2025年6月19日の取締役会により承認された戦略的配分は、2024年6月28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32%）。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38%）。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。

2025年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産9,842百万ユーロを含む合計11,230百万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、Ecwest、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、Sinal（旧Norlys Fibernet）、Databank、英国の風力発電所、その他不動産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短期金融資産投資ファンドおよびフランスの汎用投資ファンド（FIIVG）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2025年12月31日現在の資産価額は16,439百万ユーロである（2024年12月31日現在17,802百万ユーロ）。これらのファンドは主に21本の上場ファンド総額14,851百万ユーロ（2024年12月31日現在20本の専用ファンド総額16,341百万ユーロ）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、当グループ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。

14.1.2.3 2025年度の専用資産の変動

2025年度の専用資産（上場資産および非上場資産）の運用成績は、6.8%である。

EUR/USDおよびEUR/GBPのレートがポートフォリオに与える不利な影響にもかかわらず、2025年度の**利回り資産**の運用成績は5.5%に達し、2024年度（4.6%）から増加しており、全資産クラスでプラスの運用成績となっている。

成長資産（主に上場資産から成る）は、特に米国の市場に生じたボラティリティにもかかわらず、11.5%のプラスの成長を見せた。投資家は最終的に、貿易相手国に対して関税の大幅な引き上げを課すという米国の決定により生じた経済的不確実性を受け入れ、貿易合意の展望が米国経済の著しい強靱性と相まって、市場は大きな回復を見せた。人工知能への投資の収益性および資産価格バブルの可能性に対する投資家の疑念もまた、ボラティリティを高める要因となった。米ドルは明らかな下落傾向を示し、ユーロ建ての運用成績にとって負担となった。

確定利付資産（主に上場株式から成る）は、2.9%の運用成績を記録した。上場債券は比較的高いボラティリティを見せ、世界各地でイールドカーブは再スティープ化（長期金利と短期金利の差の拡大）の傾向を示した。投資家の関心は予算政策の問題に集中しつつある。各国の資金調達ニーズは上方修正されており、これは投資家にとって、追加的な長期利回りプレミアムを裏付けるものである。

専用資産の価値が初めて10億ユーロを超えた2004年以降の専用資産の年平均収益率は、2025年12月31日現在6.1%である。

2025年度には、ポートフォリオの公正価値の変動が計上された。

- ・ 株式ファンドについて、金融損益に計上されたプラス1,902百万ユーロ（2024年度はプラス2,998百万ユーロ）（注記7.3を参照）。
- ・ 債券について、金融損益に計上された（61）百万ユーロ（2024年度は（156）百万ユーロ）（注記7.3を参照）およびOCIに計上されたプラス4百万ユーロ（2024年度はプラス164百万ユーロ）（注記17.1.2参照）。

2025年度にEDF Investは、インフラ、不動産、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。EDF Investは特に、2025年度下半期に不動産の少数持分を取得し、パリ首都圏の商業ゾーンEspace Chanterainesの49%および欧州に所在する住宅不動産のポートフォリオであるEurolivingの50%を取得した。2025年度に行われた北米の太陽光発電所Catalina Solarの売却およびQ-Park資産の間接一部売却は、ポートフォリオのローテーションに寄与した。

2025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577百万ユーロ（2024年度527百万ユーロ）であった。

14.1.2.4 EDFの専用資産の評価

(単位：百万ユーロ)	連結貸借対照表表示	2025年12月31日現在		2024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)		7,110	9,842	6,877	9,485
関連会社 (CTEを含む)	関連会社に対する投資(2)	4,524	7,252	4,534	7,135
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)	2,584	2,588	2,354	2,361
デリバティブ	デリバティブの公正価値	2	2	(11)	(11)
成長資産		14,916	14,916	16,633	16,633
上場株式	負債証券	14,184	14,184	15,995	15,995
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	710	710	699	699
デリバティブ	デリバティブの公正価値	22	22	(61)	(61)
確定利付資産		17,710	17,710	14,202	14,202
上場債券および譲渡可能負債性金融商品(4)	負債証券	14,221	14,221	13,172	13,172
非上場ハイイールド債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	250	250	260	260
非上場優先債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	428	428	395	395
現金(4)	負債証券	2,789	2,789	365	365
デリバティブ	デリバティブの公正価値	22	22	10	10
専用資産合計		39,736	42,468	37,712	40,320

(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11.1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。

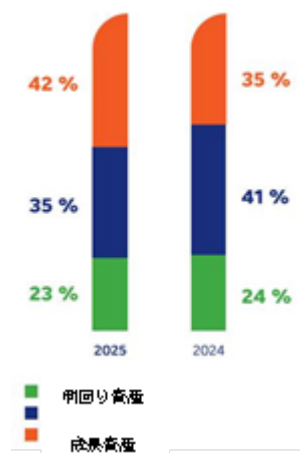
(2) これらの投資を所有する被支配会社の自己資本持分価額を含む。

(3) 負債証券および持分証券2,467百万ユーロならびにその他の被支配会社の自己資本持分価額を含む。

(4) 「現金」に表示される短期金融資産投資信託に再投資された、有価証券貸付取引に計上された金融負債926百万ユーロ控除後。

2025年度および2024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）。

- ・ 利回り資産：2025年12月31日現在23%（2024年12月31日現在24%）。
- ・ 成長資産：2025年12月31日現在35%（2024年12月31日現在41%）。
- ・ 確定利付資産：2025年12月31日現在42%（2024年12月31日現在35%）。



14.1.3 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)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	4,668	4,496
放射性廃棄物長期管理引当金	14,108	14,156
原子力発電所廃炉引当金	19,638	19,221
炉心核燃料引当金－核サイクル終了の将来費用部分	635	634
長期原子力債務の現在原価	39,049	38,507
専用資産の実現可能価額	42,468	40,320
規制上の填補率	108.8 %	104.7 %

2025年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の108.8%が専用資産によって填補されていた。2025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、2025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。

14.2 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2025年12月31日現在、15,658百万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廃炉債務の未払額、および英国政府による契約債務（過去の負債）に係る未払額に相当する債権は、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17.1.3を参照）に2025年12月31日現在14,419百万ユーロ（2024年12月31日現在16,142百万ユーロ）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)	2024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	2025年 12月31日 現在
使用済燃料管理引当金	1,265	21	(150)	88	(62)	(19)	1,143
廃棄物除去および調整	520	-	-	35	(26)	(33)	496
放射性廃棄物長期管理引当金	1,446	3	-	98	(72)	(102)	1,373
核サイクル終了引当金	3,231	24	(150)	221	(160)	(154)	3,012
原子力発電所廃炉引当金	12,878	-	(665)	885	(624)	(1,132)	11,342
炉心核燃料引当金	1,369	-	(5)	71	(68)	(63)	1,304
廃炉および炉心核燃料引当金	14,247	-	(670)	956	(692)	(1,195)	12,646
原子力発電関連引当金	17,478	24	(820)	1,177	(852)	(1,349)	15,658

「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。

- ・ 主に以下の要因が組み合わさったことによる、非原子力負債保証（NLA）チームが2025年12月に承認した統合計画26（IP26）に基づく費用見積りの（687）百万ユーロの更新。
 - ＞ 全社費用の減少。
 - ＞ リスクの詳細な検査に基づく、AGR原子炉の燃料除去に関連するリスクの減少。単発費用の影響の再見積を理由とするAGR廃炉およびサイズウェルBの廃炉に関連するリスクの一部増加によって、部分的に相殺されている。
 - ＞ 卸売電力価格の低下、ならびに地方議会と合意された料金更新を受けてのリース料および税金の減額に起因するエネルギー費用の減少。
 - ＞ これらの減少は、AGRの燃料除去の準備費用の増加によって、部分的に相殺されている。
- ・ ハートルプールおよびヘイシャム発電所の閉鎖が2027年3月から2028年3月へと1年延期されたことによる引当金の（115）百万ユーロの減少。
- ・ 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に係る引当金に係る+10ベース・ポイント）による核サイクル終了および廃炉に係る引当金の（230）百万ユーロの減少。

14.2.1 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、ならびに(ii)上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値によるものであり、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の子会社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。2025年12月31日現在、対応する引当金は61百万ユーロである。
- ・ 「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、2025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。IP25およびIP26はそれぞれ、2024年12月と2025年12月にNLAの承認を受けた。

IP26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、また、サイズウェルBの減価償却期間延長の仮定を考慮に入れている。

14.2.2 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)	2025年12月31日現在		2024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	3,943	1,143	4,173	1,265
廃棄物除去および調整	3,000	496	3,086	520
放射性廃棄物長期管理	7,477	1,373	7,780	1,446
核サイクル終了費用	14,420	3,012	15,039	3,231
(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。				

14.2.3 原子力発電所廃炉引当金

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MLF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)	2025年12月31日現在		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)	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	25,195	11,281	27,273	12,809

14.2.4 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（の0年から20年の英国債利回り曲線）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）にAA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、2025年12月31日現在3.5%（2024年12月31日現在3.4%）である。

14.3 ベルギーの原子力引当金

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	増加	減少	割引の影響	その他の変動	2025年 12月31日 現在
核サイクル終了引当金	379	9	(386)	7	5	14
廃炉および炉心核燃料引当金	599	83	(46)	15	23	674
原子力発電関連引当金	978	92	(432)	22	28	688

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。

・ 2025年12月31日現在421百万ユーロに上る引当金（2024年12月31日現在352百万ユーロ）。69百万ユーロの純増加であり、主に2025年度に行われた3年ごとの見直しに起因する。

・ 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17.1.3を参照）、2025年12月31日現在319百万ユーロ（2024年12月31日現在354百万ユーロ）。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。

2025年3月14日にENGIEとベルギー政府は、ティアンジュ3号機およびドエル4号機の原子炉の運転期間延長ならびに核廃棄物に係る責任の移転に関する契約の交渉を完了した。この最終ステップは、2025年2月21日の欧州委員会が当該契約を承認した後に行われ、核廃棄物および使用済燃料に係る責任の移転に関する分割払いの初回分189百万ユーロが2025年4月に支払われた。残りの支払分として、2025年11月の原子炉再稼働時に121百万ユーロが支払われた。核廃棄物に関するすべての義務がベルギー政府に移転したことから、ベルギーの核サイクル終了引当金は2025年12月31日現在、14百万ユーロとなった。

注記15. 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。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
 - 純利息費用。債務に係る利息から制度資産の期待運用収益を控除した純額に対応し、現在、期待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期待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

2005年1月1日に発効したIEG特別制度の資金調達改革（2004年8月9日付の法律）に伴い、IEG企業は、IEG制度がその傘下にあるフランスの一般年金制度（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た。

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一般年金制度の変更（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日以降に採用されたIEGステータスの対象となる従業員について、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。

2025年12月30日付の2026年社会保障財政法第2025-1403号により、2023年4月14日付年金改革の一般年金制度に関する部分が改正された。同法は、1964年～1968年の間に生まれた世代について、最低退職年齢の段階的引き上げを（2028年度まで）停止することを定めている。同法はまた、女性の年金受給権、特に子どもを持つ女性の年金受給権の改善を目指している（当該改革および2025年12月31日現在の当グループの財務諸表に及ぼす影響の詳細については注記15.1.2を参照）。

IEG特別制度および一般年金制度のIEGステータスの年金受給者に対する社会的給付の維持に関連する債務

年金制度を問わず、IEGステータスのすべての年金受給者は、以下を含むIEGステータスに付随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特別年金制度および一般年金制度の受給者に、IEGステータスの対象となる現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よる）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調整支払額も含まれている。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特別年金制度および一般年金制度の受給者は、IEGステータスの従業員と同様の受給権を有する。
- ・ 忌引手当：これは、年金制度を問わず、退職したIEGステータスの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（限度額までの年金3か月分に相当する法定補償）。

IEGステータスの従業員の退職に関連する債務

年金制度を問わず、IEGステータスのすべての従業員は退職時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、退職日時時点で55歳以上のIEGステータスの従業員は、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を有する。

特別年金制度に加入しているIEGステータスの従業員の身体的過酷労働従事認定に関連する債務

規定には、IEG特別年金制度に加入しているIEGステータスの従業員について、身体的過酷労働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、年金の計算において加入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に含められた休假日の割当てを受ける。

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き換えられた。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。これらには、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

フランスにおける年金改革

2025年12月30日付の2026年社会保障財政法第2025-1403号により、2023年4月14日付年金改革が改正された。

同法律は、一般年金制度について、最低退職年齢の段階的上げを（2028年度まで）停止することを定めており、女性、特に子どもを持つ女性の年金受給権の改善も目指している。

最低退職年齢の段階的引き上げの停止

一般年金制度では、新法により、2023年4月14日付の年金改革法で定められた最低退職年齢および年金受給資格に必要な拠出期間の段階的引き上げが停止される。IEG特別年金制度に基づく年金受給条件に変更はないが、1964年～1968年の間に生まれた退職者については、提携メカニズムに基づき補完年金機関のCNAVおよびAGIRC-ARRCOにより支払われるIEG相当給付金の支払が1四半期または2四半期前倒しされる場合がある。

男女間の年金給付に係る不平等解消による年金制度の改善

- ・ 女性加入者が育てた子どもの数を考慮することによる、一般年金制度における平均年収の改善。
- ・ ボーナス拠出期間（子供一人当たり）を設け、勤続年数の長い人が最大2四半期まで早期退職できる権利を実現。当該措置は、当グループの債務に影響を及ぼさない。

IAS第19号に従って、また、2023年の年金制度改革に適用された処理と整合性を保ち、上記のこの法律が2026年度の社会保障予算に及ぼす影響はすべて、制度の変更に分類される。結果として生じた追加過去勤務費用は93百万ユーロとなり、2025年度の損益計算書の費用（その他の収益および費用）に認識された(注記6を参照)。

15.1 当グループの従業員給付引当金

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	765	778
従業員給付引当金－非流動部分	16,158	17,284
従業員給付引当金	16,923	18,062

15.1.1 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
2024年12月31日現在債務	27,749	6,054	889	34,692
2025年度純費用	1,407	324	62	1,793
数理計算上の損益	(1,749)	(109)	(9)	(1,867)
従業員による拠出	-	1	1	2
給付支払額	(1,286)	(336)	(59)	(1,681)
換算調整	-	(299)	(1)	(300)
連結範囲の変更	-	-	(4)	(4)
2025年12月31日現在債務	26,121	5,635	879	32,635
(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2024年12月31日現在制度資産	(10,093)	(6,579)	(513)	(17,185)
2025年度純費用	(335)	(345)	(17)	(697)
数理計算上の損益	377	78	(8)	447
制度への拠出	(15)	(72)	(8)	(95)
従業員による拠出	-	4	(1)	3
給付支払額	446	336	28	810
換算調整	-	327	-	327
その他の変動	-	-	22	22
2025年12月31日現在制度資産	(9,620)	(6,251)	(497)	(16,368)

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2024年12月31日現在従業員給付純負債(2)	17,656	(525)	376	17,507
2025年度純費用	1,072	(21)	45	1,096
数理計算上の損益	(1,372)	(31)	(17)	(1,420)
制度への拠出	(15)	(72)	(8)	(95)
従業員による拠出	-	5	-	5
給付支払額	(840)	-	(31)	(871)
換算調整	-	28	(1)	27
連結範囲の変更	-	-	(4)	(4)
その他の変動	-	-	22	22
2025年12月31日現在従業員給付純負債	16,501	(616)	382	16,267
従業員給付引当金				16,923
非流動金融資産				(656)
(1) フランスは、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つの事業セグメントから成っている（注記15.2を参照）。				
(2) 2024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18,062百万ユーロおよび非流動金融資産（555）百万ユーロから成り、すなわち17,507百万ユーロの純負債である。				

債務に係る数理計算上の損益

2025年度の債務に係る数理計算上の損益は（1,867）百万ユーロであり、以下のものを含んでいる。

- ・ 以下の結果として生じた、フランスにおける（1,749）百万ユーロ。
 - ＞ 割引率の変動（2,153）百万ユーロ
 - ＞ 実績による調整の変動832百万ユーロ
 - ＞ インフレ率の変動（458）百万ユーロ
- ・ 英国における（109）百万ユーロ。基本的に割引率およびインフレ率の変動（（218）百万ユーロ）、人口統計上の仮定（23百万ユーロ）および実績による調整（86百万ユーロ）に関連する（注記15.1.5を参照）。

2025年度の制度資産に係る数理計算上の損益

2025年度の制度資産に係る数理計算上の損益は447百万ユーロとなり、これにより引当金が増加した。これは主に、フランスにおける377百万ユーロおよび英国における78百万ユーロによるもので、債券を中心とする制度資産の期待運用収益が、2025年度の金利上昇により割引率を下回ったことに起因する。

2025年12月31日現在の純負債

2025年12月31日現在の純負債は16,267百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- ・ フランスにおける16,501百万ユーロ。
- ・ EDF EnergyによるEDFG年金制度の積立超過額合計630百万ユーロ（2024年12月31日現在540百万ユーロ）の認識に関連した英国における（616）百万ユーロ。この積立超過額は、貸借対照表上の資産の部の「非流動金融資産」に計上されている。

15.1.2 使用された数値計算上の仮定

(単位：％)	フランス		英国	
	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
割引率／資産の期待運用収益率 ⁽¹⁾	3.90 %	3.40 %	5.65 %	5.55 %
インフレ率	1.80 %	1.90 %	2.85 %	2.95 %
昇給率 ⁽²⁾	2.80 %	2.90 %	2.80 %	2.85 %

(1) 資産から生じる受取利息は割引率を使用して計算されている。この受取利息と資産の期待運用収益との間の差額は自己資本に計上されている。

(2) インフレおよび全勤務期間にわたる予測を含む平均昇給率。

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2025年12月31日現在の名目割引率を3.90%に設定している（2024年12月31日現在3.40%）。

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、2025年12月31日現在1.80%である（2024年12月31日現在1.90%）。

IEGステータスの適用を受けるフランス企業については、2025年度以降に予測される賃金法は、同業界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。

15.1.3 債務金額に係る感応度分析

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在	
	フランス	英国
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	(1,005)/1074	(208)/219
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	1,059/(993)	185/(180)
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	1,006/(948)	n.a.
n.a. = 該当なし。		

15.1.4 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)	2025年度			
	フランス	英国	その他	合計
当期勤務費用	(501)	(9)	(34)	(544)
過去勤務費用	93	-	-	93
数理計算上の損益－長期給付	(60)	-	1	(59)
営業費用として計上された純費用	(468)	(9)	(33)	(510)
利息費用（割引の影響）	(939)	(315)	(29)	(1,283)
制度資産の期待運用収益	335	345	17	697
金融損益に含まれた純利息費用	(604)	30	(12)	(586)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,072)	21	(45)	(1,096)
数理計算上の損益－雇用後給付	1,749	109	9	1,867
制度資産に係る数理計算上の損益	(377)	(78)	8	(447)
数理計算上の損益	1,372	31	17	1,420
換算調整	-	(28)	1	(27)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	1,372	3	18	1,393
(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)
制度資産の期待運用収益	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)

15.1.5 債務に係る数理計算上の損益の原因

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国
実績による調整	(973)	86
人口統計上の仮定の変更	-	23
財務上の仮定の変更 ⁽¹⁾	2,662	(218)
債務に係る数理計算上の損益	1,689	109
雇用後給付に係る数理計算上の損益	1,749	109
長期給付に係る数理計算上の損益	(60)	-
(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。		

15.2 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。これらの会社の従業員はほぼ全員、IEG特別年金およびその他のIEG給付を含むIEGステータスの従業員としての恩恵を受ける。

15.2.1 債務の受給者別の内訳

（単位：百万ユーロ）	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
現職従業員	12,311	13,078
退職者	13,810	14,671
債務合計	26,121	27,749

15.2.2 性質別の従業員給付引当金

2025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	19,177	(8,941) ⁽¹⁾	10,236
現物給付（エネルギー）	3,382	-	3,382
退職慰労金	783	(662)	121
その他	1,297	(16)	1,281
2025年12月31日現在の雇用後給付引当金	24,639	(9,619)	15,020
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,241	-	1,241
長期勤続報奨	220	-	220
その他	21	-	21
2025年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,482	-	1,482
2025年12月31日現在の従業員給付引当金	26,121	(9,619)	16,502
(1) 主にEDF SAの制度資産（2025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）。			

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）。			

15.2.3 特別年金制度の特定給付および退職慰労金の制度資産

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
制度資産	9,619	10,093
特別年金給付向け資産	8,941	9,432
内訳 (%)		
上場負債性金融商品 (債券)	63 %	65 %
上場資本性金融商品 (株式)	34 %	33 %
不動産	3 %	2 %
退職慰労金向け資産	662	645
内訳 (%)		
上場負債性金融商品 (債券)	59 %	58 %
上場資本性金融商品 (株式)	41 %	42 %
その他の制度資産	16	16

2025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、AAAおよびAA格付の債券が合計の37%、ならびにA、BBBおよびその他の格付の債券が全体の63%である。

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。

2025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69%は北米会社の株式。
- ・ 合計の16%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式。
- ・ 合計の15%は欧州会社の株式。

この配分は2024年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

年金制度資産のフランスにおける2025年度の運用成績は-0.6%である。

15.2.4 将来の従業員給付に係る将来キャッシュ・フロー

(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	引当額 (現在価値)
1年未満	1,243	1,220
1～5年	4,937	4,387
5～10年	6,234	4,617
10年超	50,113	15,897
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	62,527	26,121

2025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15.8年であった。

15.3 英国

15.3.1 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
現職従業員	2,114	2,328
退職者	3,521	3,726
債務合計	5,635	6,054

15.3.2 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)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
制度資産	6,252	6,579
内訳 (%)		
上場資本性金融商品 (株式)	7 %	9 %
上場負債性金融商品 (債券)	65 %	92 %
不動産	4 %	5 %
現金および現金同等物	4 %	1 %
その他 (未公開株式を含む) (1)	20 %	-8 %
(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。		

2025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73%はAAAおよびAA格付の債券。
- ・ 合計の27%はA、BBBおよびその他の格付の債券。

債券は、約65%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。

15.3.3 将来の従業員給付に係る将来キャッシュ・フロー

(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	引当額 (現在価値)
1年未満	296	282
1～5年	1,261	1,072
5～10年	1,774	1,185
10年超	10,240	3,096
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	13,571	5,635

2025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16. その他の引当金

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
		非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
その他の廃炉引当金	16.1	2,501	147	2,648	2,147	147	2,294
その他の引当金	16.2	4,133	2,425	6,558	3,875	2,547	6,422
その他の引当金合計		6,634	2,572	9,206	6,022	2,694	8,716

16.1 その他の廃炉引当金

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
EDF	1,467	1,133
EDF Energy	26	40
Edison	129	132
Framatome	460	449
その他	566	540
合計	2,648	2,294

その他の廃炉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炉費用は、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、更新される調査を使用して計算される。2025年度にEDFは、すべての火力発電所の廃炉費用の見直しに着手した。この見直しでは、詳細な分析を用い、各用地の特殊性を考慮した原状回復に必要なすべての作業をより正確に特定し、各用地で実施された汚染除去に係る診断、煙突の処理などの特定の作業に関する業務の外注に係る経験フィードバック、さらに、リスク、危険および不確実性の包括的な検討を行った。このプロセスの結果を踏まえ、引当金が342百万ユーロ増額された。この費用分析は、毎年見直される。

廃炉引当金には、特にフランスの基礎原子力施設（INB）に関する161百万ユーロ（Framatomeにつき115百万ユーロ、Cyclife Franceにつき46百万ユーロ）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

フランスの基礎原子力施設（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123百万ユーロ、Cyclife Franceは71百万ユーロであり、引当率は、Framatomeが107%、Cyclifeが153%であった。規制上の引当率は、Framatomeは105%、Cyclife Franceは100%である。

16.2 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)	2024年 12月31日 現在	増加	減少		連結範囲の 変更	その他の変動	2025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	806	103	-	(14)	-	(367)	528
税金負債引当金(法人所得税を除く)	41	8	(5)	(5)	-	(2)	37
訴訟引当金	223	151	(114)	(11)	-	6	255
不利な契約に係る引当金	609	302	(120)	(354)	12	73	522
環境計画関連引当金	1,700	2,185	(2,125)	-	-	(62)	1,698
偶発事象および損失に対するその他の引当金	3,043	1,233	(877)	(109)	(10)	238	3,518
合計	6,422	3,982	(3,241)	(493)	2	(114)	6,558

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との長期供給および再ガス化契約）に関係している。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。Dunkerque LNGとの契約については、新たな契約の締結に続くマクロ経済に関する仮定の再評価の結果、2025年12月31日現在、部分的な純戻入額349百万ユーロが認識された。

その他個別に重要な引当金はない。

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5.5.2および19.1を参照）。

2025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1,337百万ユーロ（2024年12月31日現在1,392百万ユーロ）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9.2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一つは、気候およびエネルギーに係る2030年行動枠組みならびに2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献に沿って、排出量削減目標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。

2025年12月31日現在のEDF Energyの排出量は11百万トン（2024年度は11百万トン）であり、2025年12月31日現在、361百万ユーロが引当金に計上されている（2024年12月31日現在309百万ユーロ）。

2025年度に当グループはEU-ETSの下で、2024年度に発生した排出に関して11百万トンを提出した（2024年度は2023年度に発生した排出に関して13百万トンを提出した）。

英国は独自の取引制度（英国ETS－排出量取引制度）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。

2025年度にEDF Energyが排出した二酸化炭素量は、重要な影響を生じさせるものではなかった。

その他のリスクおよび負債引当金

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。同契約の目的には、以下が含まれる。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や同様の問題に係る訴訟を防ぐこと。ii)これらの用地に関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解決すること、iii)折半条件による費用測定と費用分担の協調的枠組みを創設すること。

これに関して、Edisonは2024年12月31日現在、合計702百万ユーロの負債を認識しており、その内訳は、286百万ユーロの負債（2023年12月31日以前にENIが負担した費用であり、2025年9月に半分为支払われ、2026年9月に残額が支払われる）および416百万ユーロの引当金である。

2025年12月31日現在において、2025年度以降の費用見積りの更新の結果、170百万ユーロの引当金の追加繰入が行われた。この費用見積りの見直し作業は、引当金の水準、環境修復費用の見積りおよび当該期間に実際に発生した環境修復費用の一貫性を確保すべく、各年度末に継続的に行われる。

Aumelas

2017年から2021年にかけて、Aumelasの用地に所在する風力発電所の稼働によって保護種が悪影響を受けたとされる訴訟において、2025年4月7日の判決により、モンペリエ司法裁判所の刑事部は、プロジェクトの会社であるEDF Renewables、EDF Renewables France、FuturenおよびEDF Renewablesの元会長兼CEOに対して有罪を言い渡した。有罪判決を受けた会社および元会長兼CEOは控訴した。控訴院における公判は、2026年上半期に行われる予定である。

その他

その他の引当金は、事業に関係する多様なリスクおよび費用（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なものはない。

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17. 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。

17.1 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のみから成るもの（IFRS第9号の「SPPI（元利金の支払のみ）」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。
- ・ （IFRS第9号に基づき）「その他」の事業モデルで管理される負債証券。これは、投資ファンド（OPC）および専用ファンド（FCPR）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、信用リスクが低い取引先に対し、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取引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、取引先が「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、取引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。

17.1.1 流動および非流動金融資産の内訳

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在			2024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	5,959	22,813	28,772	6,459	15,304	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	415	-	415	302	5	307
純損益を通じて公正価値で測定する商品	31,314	1,635	32,949	28,613	1,939	30,552
負債証券または持分証券	37,688	24,448	62,136	35,374	17,248	52,622
トレーディング・デリバティブー正の公正価値	-	2,775	2,775	-	4,915	4,915
ヘッジ目的デリバティブー正の公正価値 ⁽¹⁾	3,121	2,215	5,336	4,109	1,892	6,001
貸付金および金融債権 ⁽²⁾⁽³⁾	15,742	3,200	18,942	16,468	2,684	19,152
流動および非流動金融資産	56,551	32,638	89,189	55,951	26,739	82,690

(1) 負債をヘッジするデリバティブ、2025年度現在2,912百万ユーロを含む（2024年12月31日現在3,937百万ユーロ）（注記17.5を参照）。

(2) 2025年12月31日現在（709）百万ユーロの減損を含む（2024年12月31日現在（653）百万ユーロ）。

(3) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では、151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。

トレーディング・デリバティブの正の公正価値の減少（(21)億ユーロ）は、トレーディング業務に使用されるヘッジ対象量の減少および2025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。

17.1.2 負債証券または持分証券

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。

- ・ **専用資産**：原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物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（注記14.1.2を参照）。
- ・ **「流動性の高い資産」**：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、2025年12月31日現在で982百万ユーロ（2024年12月31日現在で1,430百万ユーロ）である。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在				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 ⁽¹⁾	5,542	-	30,435	35,977	33,123
流動性の高い資産	23,172	-	1,528	24,700	17,999
その他の資産 ⁽²⁾	58	415	986	1,459	1,500
合計	28,772	415	32,949	62,136	52,622
(1) EDFの専用資産には、有価証券貸付に関する926百万ユーロが含まれている。これらの取引により、同額の金融資産と金融負債（注記17.3.1を参照）が同時に計上され、専用資産の帳簿価額（注記14.1.2.4を参照）、ならびに専用資産および専用資産に係る負債を除外する純負債額には影響を及ぼさない。					
(2) 非連結会社に対する投資。					

金融資産の貨幣性変動7,392百万ユーロ（キャッシュ・フロー計算書に表示）は主に、EDFが2025年度に行った証券発行に関連する短期投資によるものであり、流動性の高い資産（投資ファンド、債券および短期預金）に含まれている。

負債証券および持分証券の変動

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	純増加	公正価値の 変動	範囲の変更	換算調整	その他の変動	2025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	21,763	7,376	(48)	10	(325)	(4)	28,772
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	307	68	93	(50)	-	(3)	415
純損益を通じて公正価値で測定する商品	30,552	1,156	1,330	(11)	(14)	(64)	32,949
負債証券および持分証券合計	52,622	8,600	1,375	(51)	(339)	(71)	62,136

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)	2025年度			2024年度		
	リサイクルを伴う OCIを通じて 測定するものに 計上された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	リサイクルを 伴わない OCIを通じて 測定するものに 計上された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	純損益に リサイクルされた 公正価値の 変動総額 ⁽²⁾	リサイクルを伴う OCIを通じて 測定するものに 計上された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	リサイクルを 伴わない OCIを通じて 測定するものに 計上された 公正価値の 変動総額 ⁽¹⁾	純損益に リサイクルされた 公正価値の 変動総額 ⁽²⁾
EDFの専用資産	(73)	-	(77)	6	-	(158)
流動性の高い資産	41	-	61	290	-	(85)
その他の資産	-	95	-	-	8	-
負債証券および持分証券 ⁽³⁾	(32)	95	(16)	296	8	(243)
(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。						

2025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（損益への組替前）は、主にEDFに関係している（専用資産分+4百万ユーロを含む（16）百万ユーロ）（2024年度は専用資産分+164百万ユーロを含む+539百万ユーロ）。

2025年度に計上された重要な減損はなかった。

17.1.3 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)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
NLF向け債権	14,419	16,142
その他の貸付金および金融債権 ⁽¹⁾	4,523	3,010
貸付金および金融債権	18,942	19,152

(1) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では、151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。

2025年12月31日現在、その他の貸付金および金融債権には、主に以下が含まれている。

- ＞ EDF EnergyのEDFG年金制度の積立超過額2025年12月31日現在630百万ユーロ（2024年12月31日現在525百万ユーロ）（注記15.1.1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2025年12月31日現在319百万ユーロ（2024年12月31日現在354百万ユーロ）。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14.3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 power solutions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2025年12月31日現在985百万ユーロ（2024年12月31日現在814百万ユーロ）。主に英国（NnG洋上風力発電所の599百万ユーロ、（328）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47百万ユーロ、（44）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。2025年12月31日現在において、関連会社に付与された貸付金について（85）百万ユーロの減損処理が行われた。この減損処理は主に、サウジアラビアのドゥーマト・アッ=ジャンダル風力発電所（（50）百万ユーロ）およびチリの風力発電所（（17）百万ユーロ）に關係する。

貸付金および金融債権の変動

（単位：百万ユーロ）	2024年 12月31日 現在	純増加	割引の影響	範囲の変更	換算調整	その他の変動	2025年 12月31日 現在
貸付金および金融債権 ⁽¹⁾	19,152	776	1,097	24	(881)	(1,226)	18,942

(1) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では、151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。

純増加には、負債のヘッジに使用されたデリバティブに支払われたマージンコール751百万ユーロが含まれる。

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。

17.2 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17.1.2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。

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
現金(1)	6,504	6,354
現金同等物	1,137	1,243
現金および現金同等物	7,641	7,597

(1) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する902百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では、151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されていた）。

2025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583百万ユーロを含む（2024年12月31日現在437百万ユーロ）（注記1.2.5を参照）。

17.3 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17.5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。

17.3.1 流動および非流動金融負債の内訳

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在			2024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(1)	66,573	17,665	84,238	68,871	12,931	81,802
金融負債-専用資産(2)	-	926	926	-	-	-
トレーディング・デリバティブ-負の公正価値	-	2,496	2,496	-	4,315	4,315
ヘッジ・デリバティブ-負の公正価値(3)	3,659	1,032	4,691	2,225	1,642	3,867
金融負債	70,232	22,119	92,351	71,096	18,888	89,984

(1) 2025年12月31日現在、負債に関連するデリバティブについて受領したマージンコールに対応する1,094百万ユーロ（2024年12月31日現在1,639百万ユーロ）が含まれている。

(2) EDFの専用資産には、有価証券貸付に関する926百万ユーロが含まれている。これらの取引により、同額の金融資産と金融負債（注記17.1.2を参照）が同時に計上され、専用資産の正味帳簿価額（注記14.1.2.4を参照）、ならびに専用資産および専用資産に係る負債を除外する純負債額には影響を及ぼさない。

(3) 純負債額に含まれる負債をヘッジするデリバティブ3,399百万ユーロ（2024年度2,065百万ユーロ）を含む（注記18.2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（（18）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2025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。

ヘッジ・デリバティブの負の公正価値の増加（8億ユーロ）は主に、当期の新規発行に関連する総負債に対する新たな公正価値ヘッジ・デリバティブの設定、および主に米ドルに対するユーロの上昇による外国為替の影響に起因する。

17.3.2 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 借入債務	その他の金融負債 および 受領したマージンコール(1)	リース負債	未払利息	合計
2024年12月31日現在残高	54,116	12,777	8,825	4,421	1,663	81,802
増加	9,238	1,123	8,330	1,158	323	20,172
減少	(1,924)	(7,828)	(4,093)	(866)	(213)	(14,924)
換算調整	(614)	(198)	(42)	(66)	4	(916)
連結範囲の変更	(2)	2	95	5	-	100
公正価値の変動	(3,110)	(62)	-	-	-	(3,172)
その他の変動	103	6	1,211	(19)	(125)	1,176
2025年12月31日現在残高	57,807	5,820	14,326	4,633	1,652	84,238

(1) 2025年12月31日現在、負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する1,094百万ユーロ（2024年12月31日現在1,639百万ユーロ）が含まれている。

キャッシュ・フロー計算書に表示された貨幣性影響のある借入の実行および借入債務の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 借入債務	その他の金融負債 および 受領したマージンコール	リース負債	ヘッジ・ デリバティブの終了	2025年 12月31日現在
借入の実行	9,238	1,123	8,330	-	-	18,691
借入債務の返済	(1,924)	(7,828)	(4,093)	(866)	(201)	(14,912)

2025年度にEDFは、さまざまな市場で9,238百万ユーロ相当の社債の発行を開始した。

- ・ 2025年1月6日に、満期5年の優先グリーンボンド「フォルモサ債」486百万ユーロ（500百万米ドル）（2025年1月6日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2025年1月6日に、以下の優先債の3つのトランシェで1,844百万ユーロ（19億米ドル）（2025年1月7日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 700百万米ドルの社債、満期10年、固定クーポン5.75%。
 - ＞ 800百万米ドルの社債、満期30年、固定クーポン6.38%。
 - ＞ 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6.00%。
- ・ 2025年1月24日に、以下の4つのトランシェから成る既存優先債と同等の新たな社債599百万ユーロ（480百万ユーロおよび100百万英ポンド）（2025年1月27日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 2023年12月5日に発行されたグリーンボンドと同等の250百万ユーロの追加発行（当初満期3.5年、固定クーポン3.75%）。
 - ＞ 2022年10月12日に発行された社債と同等の100百万ユーロの追加発行（当初満期7年、固定クーポン4.38%）。
 - ＞ 2024年6月17日に発行されたグリーンボンドと同等の130百万ユーロの追加発行（当初満期12年、固定クーポン4.38%）。
 - ＞ 2024年11月8日に発行された社債と同等の100百万英ポンドの追加発行（当初満期40年、固定クーポン6.50%）。
- ・ 2025年1月30日に、グリーン優先債の2つのトランシェで504百万ユーロ（750百万カナダドル）（2025年1月31日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 450百万カナダドルのグリーンボンド、満期10年、固定クーポン4.57%。
 - ＞ 300百万カナダドルのグリーンボンド、満期30年、固定クーポン5.23%。
- ・ 2025年4月30日に、グリーン優先債の3つのトランシェで22.5億ユーロ（2025年4月30日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 750百万ユーロの社債、満期7年、固定クーポン3.25%。
 - ＞ 10億ユーロの社債、満期12年、固定クーポン4.00%。
 - ＞ 500百万ユーロの社債、満期20年、固定クーポン4.63%。
- ・ 2025年6月20日に、EDFはApolloとの間で、EMTNプログラムを通じた優先債の3つのトランシェで、非上場私募により合計45億英ポンドを上限とする社債を発行する契約を締結した。最初のトランシェ1,759百万ユーロ（15億英ポンド）は、2025年6月26日に発行された。この取引により、EDFは今後3年間にわたり、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトをはじめとする英国における投資のボンド建ての資金調達の相当な部分を確保することができる（2025年6月20日付の当グループのプレスリリースを参照）。
- ・ 2025年7月3日にEDFは、優先「サムライ」債の3つのトランシェで441百万ユーロ（758億円）を調達した（2025年7月3日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 479億円の社債、満期3年、固定クーポン1.55%。
 - ＞ 196億円の社債、満期5年、固定クーポン1.88%。
 - ＞ 83億円の社債、満期10年、固定クーポン2.39%。
- ・ 2025年8月21日にEDFは、2つのトランシェから成る優先「カンガルー」債で557百万ユーロ（10億豪ドル）（2025年8月21日付の当グループのプレスリリースを参照）。
 - ＞ 500百万豪ドルの社債、満期10年、固定クーポン5.64%。
 - ＞ 500百万豪ドルの社債、満期20年、固定クーポン6.63%。

また、2025年度にEDFは、合計750百万ユーロの私募債発行および2019年12月9日に発行された社債と同等の50百万ユーロの追加発行（当初満期30年、固定クーポン2.00%）を行った。

金融機関からの借入金に関しては、2025年度に実施された主な取引は、満期が3～7年の新規銀行借入金1,090百万ユーロおよび欧州投資銀行からの借入金に係る（242）百万ユーロの返済に関連している。また、2025年10月22日にEDFは、合計74億ユーロ相当の満期が3～5年の銀行借入金の早期返済も発表しており（EDFの2025年10月22日付プレスリリースを参照）、このうち69億ユーロが2025年度に、5億ユーロが2026年1月に返済された。

2025年12月31日現在、EDFのその他の金融負債および受領したマージンコールには、譲渡可能負債証券5,713百万ユーロ、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4,708百万ユーロ、銀行数行との有価証券貸付により受け取った現金に関して認識された926百万ユーロおよび金融負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する1,094百万ユーロが含まれている。これらの取引は、流動性の管理において実施され、純金融負債には影響を及ぼさない。

2025年度に当グループは、合計2,007百万ユーロの以下の永久劣後債を償還した。

- ・ 2013年度の額面1,250百万ユーロの発行は、2024年12月31日現在においてその他の金融負債に組み替えられていたが、2025年1月29日にその全額が償還された。
- ・ 2014年度の額面1,000百万ユーロの発行のうち、2025年9月29日の償還募集により219百万ユーロを部分的に償還。
- ・ 2013年度の額面1,250百万ポンドの発行のうち、2025年9月29日の償還募集により539百万ユーロを部分的に償還。

償還に先立ち、自己資本に含められていた後者2つは、2025年度に「その他の変動」のその他の金融負債に組み替えられた。また、当グループは2025年12月16日に、これらのシリーズの未償還債券をそれぞれ283百万ユーロと160百万ポンドで償還するオプションを行使する意向を発表した。結果として、2025年12月31日現在、以前は自己資本に含まれていた466百万ユーロが、その他の金融負債の「その他の変動」の項目に組み替えられた。これらの社債は2026年1月22日および2026年1月29日に全額が償還された（注記13.3を参照）。

17.3.3 当グループの主要な借入

2025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	クーポン
ユーロMTN	10/2022	01/2027	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 %
ユーロMTN	10/2022	10/2029	1,000	EUR	4.38 %
ユーロMTN	04/2010	04/2030	1,461	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 %
社債	01/2025	01/2035	700	USD	5.75 %
ユーロMTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1.88 %
ユーロMTN	06/2025	06/2037	1,500	GBP	6.88 %
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 %
ユーロMTN	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	985	GBP	5.13 %
社債	05/2023	05/2053	1,000	USD	6.90 %
社債	01/2025	01/2055	800	USD	6.38 %
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 %
ユーロMTN	01/2014	01/2114	1,350	GBP	6.00 %
(1) 資金受領日。					

2025年12月31日現在、グリーンボンド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	クーポン
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	01/2025	06/2027	250	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	01/2025	01/2030	500	USD	SOFR +1.15%
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	05/2025	05/2032	750	EUR	3.25 %
ユーロMTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1.74 %
ユーロMTN	11/2021	11/2033	1,750	EUR	1.00 %
ユーロMTN	10/2022	10/2034	1,250	EUR	4.75 %
社債	02/2025	02/2035	450	CAD	4.57 %
ユーロMTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4.38 %
ユーロMTN	01/2025	06/2036	130	EUR	4.38 %
ユーロMTN	05/2025	05/2037	1,000	EUR	4.00 %
ユーロMTN	11/2025	11/2037	50	EUR	4.08 %
ユーロMTN	06/2024	06/2044	1,250	EUR	4.75 %
ユーロMTN	05/2025	05/2045	500	EUR	4.63 %
ユーロMTN	10/2025	10/2045	100	EUR	EUR6M + 1.70 %
社債	02/2025	02/2055	300	CAD	5.23 %
(1) 資金受領日。					

17.3.4 満期別および通貨別の借入金および金融負債

17.3.4.1 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 および 受領済マージンコール	リース負債	未払利息	合計
1年未満	1,792	1,570	12,379	720	1,204	17,665
1～5年	13,519	2,217	1,315	2,086	71	19,208
5年超	42,496	2,033	632	1,827	377	47,365
借入金およびその他の金融負債 2025年12月31日現在	57,807	5,820	14,326	4,633	1,652	84,238

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)	2025年12月31日現在				2024年 12月31日 現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1～5年	5年超	
割引前約定キャッシュ・フロー	5,431	850	2,557	2,024	5,026

17.3.4.2 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。

2025年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	当初の負債の構成		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債の構成	
	金額	債務構成比 (%)		金額	債務構成比 (%)
ユーロ	44,407	52 %	29,617	74,024	88 %
米ドル	20,901	25 %	(18,090)	2,811	3 %
英ポンド	12,249	15 %	(7,081)	5,168	6 %
その他	6,681	8 %	(4,446)	2,235	3 %
借入金およびその他の金融負債	84,238	100 %	-	84,238	100 %

2024年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	当初の負債の構成		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債の構成	
	金額	債務構成比 (%)		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 %

17.4 金融リスク、エネルギー市場および取引先リスク

EDFグループは、世界的なエネルギー事業会社として、金融市場リスク（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）、エネルギー市場リスクおよび取引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。

17.4.1 流動性リスク

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。

EDFグループは、慎重な流動性管理により資金ニーズを満たすことに成功し、良好な条件で資金を調達した。2025年度に当グループは6つの通貨において、約92億ユーロ相当の複数の債券を発行し、さらに13億ユーロ相当のハイブリッド債（永久超劣後債）を発行した。

2025年12月31日現在、金融負債（利息を含む）の残存期間は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	負債	金利スワップ(1)	為替スワップ(1)	借入に対する保証
1年未満	22,188	(144)	(282)	26
1～5年	29,071	(467)	(762)	521
5年超	88,082	233	(2,258)	811
合計	139,341	(378)	(3,301)	1,358
元本の返済	84,238			
利息費用	55,103			

(1) ヘッジ手段に関するデータには、資産および負債ポジションが含まれる。

当グループの2025年12月31日現在の総負債の平均満期は、12.3年である（2024年12月31日現在13.0年）。

早期償還条項

主にEDF power solutions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負債の流動または非流動への分類に影響を及ぼさない。

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2,621百万ユーロの13本の借入に、借手の信用格付が特定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。

2025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。

未使用与信枠

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在				2024年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1～5年	5年超	
確認与信枠	15,640	2,265	12,872	503	14,315
うちESG基準に連動した枠	12,341				11,688

これらの与信枠の増加は特に、EDF Tradingの新規与信枠20億ユーロ（銀行シンジケートが供与）およびEDFの新規与信枠10億ユーロ（欧州投資銀行が供与した500百万ユーロを含む）の設定に関連しており、EDFの20億ユーロの与信枠が満期を迎えたことにより部分的に相殺されている。

17.4.2 外国為替リスク

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。

当グループの総負債の外国為替リスクに対する感応度

以下の表は、当グループの総負債に対する為替レートの変動が自己資本に及ぼす影響を示している。当グループの総負債に対する外国為替リスクのヘッジ方針の採用により、当グループの支配下にある会社の損益計算書は、外国為替リスクにほとんどさらされていない。

(単位：百万ユーロ)	ヘッジ手段後の負債 (ユーロ換算)	為替レートが10%不利に 変動した場合の影響	為替レートが10%不利に 変動した後の負債
ユーロ	74,024	7,403	81,429
米ドル	2,811	281	3,091
英ポンド	5,168	517	5,684
その他	2,235	223	2,458
負債合計	84,238	8,424	92,662

当グループの純資産の構成および外国為替リスクに対する感応度

以下の表は、当グループの子会社の外貨建て純資産に関連する為替ポジションおよび自己資本に基づく為替損失リスクを示している。

(単位：百万通貨単位)	純資産	社債	デリバティブ	ヘッジ後の純資産	ヘッジ後の純資産 (ユーロに換算)	為替レートが不利に 10%変動した場合の 自己資本における影 響
USD	3,873	1,250	650	1,973	1,679	168
CHF (スイス)	25	-	12	13	14	1
JPY (日本)	433	-	210	223	1	-
GBP (英国)	24,981	7,405	5,149	12,427	14,241	1,424
BRL (ブラジル)	2,133	-	1,100	1,033	160	16
CNY (中国)	7,895	-	3,944	3,951	480	48

上記の表は、当グループの海外子会社の外貨建て純資産を、自己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証券および持分証券の公正価値の変動と、損益に計上された金融商品の公正価値の変動を調整したうえで示している。

外国為替リスクは、ユーロに対する外貨の為替レートが一律10%の不利な変動をするという仮定に基づいている。純資産は決算日レートで換算され、影響は絶対値で表示されている。

外貨建ての短期投資および営業負債に関連する為替リスクは、2025年12月31日現在、当グループにとって管理可能な水準にとどまっている。

17.4.3 金利リスク

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。

当グループの金利リスクは特に、さまざまな期間の金利に左右される割引率を使用して現在価値に調整される、当グループの長期原子力債務（注記14.1.1.5および14.2.4を参照）ならびに年金およびその他特定の従業員給付債務（注記15.1.2を参照）や、これらの債務をカバーするために確保された専用資産の管理のために保有している負債証券（注記14.1.2を参照）に関連している。

借入金および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。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。

2025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		金利が1% 上昇した場合の 損益への 影響
	金額	債務構成比 (%)		金額	債務構成比 (%)	
固定金利	76,320	91 %	(23,973)	52,347	62 %	-
変動金利	7,918	9 %	23,973	31,891	38 %	319
借入金およびその他の金融負債	84,238	100 %	-	84,238	100 %	319

2025年12月31日現在、当グループのヘッジ手段後の負債の内訳は、固定金利が62%、変動金利が38%となっている。

金利が毎年一律100ベース・ポイント上昇した場合の、ヘッジ後の変動金利債務総額に基づく、2025年12月31日現在で金融費用が約319百万ユーロ増加することになる。

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		金利が1% 上昇した場合の 損益への 影響
	金額	債務構成比 (%)		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 %	390
借入金およびその他の金融負債	81,802	100 %	-	81,802	100 %	390

17.4.4 株式リスク

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。

EDF SAおよびEDF Energyの従業員給付債務の填補

EDFの従業員給付債務に充てられる資産は、一部が国際株式市場および欧州株式市場に投資されている。したがって、株式市場の変動はこれらの資産の価値に影響を及ぼし、株価下落の影響として、貸借対照表に計上される引当金の水準が上昇する可能性がある。

EDF SAの従業員給付債務に充てられる資産は、2025年12月31日現在、34%が株式に投資されており、その額は32億ユーロである（注記15.2.3を参照）。

2025年12月31日現在、EDF Energyの確定給付型年金基金であるEDF Group (EDFG) は、株式および株式ファンド（分散型成長ファンドを除く）への配分を増やし、2025年12月31日現在ではエクスポージャーは6.8%（2024年度末現在では8.9%）となっており、その額は369百万ポンドである（注記15.3.2を参照）。

EDFの原子力債務の填補

専用資産のポートフォリオを通じて、EDFは株式リスク、金利リスクおよび外国為替リスクにさらされている。

2025年12月31日現在、EDFの専用資産に含まれる上場株式の市場価額は14,206百万ユーロであった。同日における上場株式のボラティリティは14.11%（52週間のパフォーマンスに基づく）であり、2024年12月31日現在では12.37%であった。当グループは、2025年12月31日現在の上場株式資産の価値に当該ボラティリティを適用することにより、専用資産の株式部分の年間ボラティリティを2,004百万ユーロと見積っている。

2025年12月31日現在、上場債券（14,243百万ユーロ）の感応度は5.23であり、すなわち、金利が一律100ベース・ポイント上昇すると、これらの資産の市場価額は746百万ユーロ減少することになる。2024年12月31日現在の感応度は5.16であった。

適用される規制に従い、上記の専用資産の目標配分を踏まえ、今後数年間、特に原子力引当金の期間に近い今後20年間の予測収益率のシミュレーション分析を行った結果、平均予測収益率は高い確率で原子力引当金の計算に使用される割引率（2025年12月31日現在の見積りで4.5%）を上回ることが示されている（注記14.1.1を参照）。

専用資産の価値が初めて10億ユーロを超えた2004年以降の専用資産の平均年間収益率は、2025年12月31日現在6.1%である。

17.4.5 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。

当グループ内で事業運営上の支配下にある事業体については、エネルギー市場におけるポジションの大半をEDF Tradingが保有しており、EDF Tradingは当グループのトレーディング企業として、卸売市場における当グループの売買注文の大部分を実行している。その結果として、EDF Tradingは、特にトレーディング企業に関する欧州の規制など、厳格なガバナンスおよび管理の枠組みの対象となっている。EDF Tradingのエネルギー市場におけるエクスポージャーは、日次の限度モニタリングによって厳格に管理され、子会社の経営陣およびグループ・レベルのエネルギー市場リスク管理担当部門によって監視されている。さらに、リスク限度（バリュエ・アット・リスク限度）または損失限度（ストップ・ロス限度）を超過した場合に備え、EDF Trading取締役会メンバーに通知するための自動エスカレーション手順も設けられている。バリュエ・アット・リスク（VaR）は、一定の期間および一定の信頼区間において、市場の不利な変動が発生した場合にポートフォリオが被る可能性がある市場価額の最大損失額を統計的に測定したものを指す。

2025年度は、EDF Tradingの市場におけるコミットメントには、50百万ユーロのVaR限度およびストップ・ロス限度180百万ユーロの規制の対象となっていた。

17.4.6 取引先リスク

当グループは、取引先（パートナー、下請業者、サービス・プロバイダー、サプライヤーおよび顧客）の債務不履行リスクにさらされており、これは債権の損失や現金の損失、またはプロジェクト進行中のサプライヤーの変更から生じる追加費用などの財務上の影響を当グループに与える可能性がある。

2025年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの90%が「投資適格」グレードの取引相手を対象としている。このような高い比率は、主に低リスク資産に関する現金および資産管理活動によって生じるエクスポージャーが大部分を占めていることに起因する。

取引先リスクを管理するために、当グループは以下の対策を実施している。

- ・ 当グループのエクスポージャーの四半期毎の統合や関連する取引相手の見直しなどを定めた、EDFおよびその被支配子会社すべてに適用される専用の方針。
- ・ 不利な経済環境により影響を受ける可能性がある産業および商業取引相手との取引に対するリスク緩和措置（保証金、銀行保証または親会社保証、格付けトリガー条項）。
- ・ EDFのトレーディング・ルームで取引を行う取引先に対する承認手続き。エクスポージャーの程度（事前に定義された制限と比較）はリアルタイムで更新され、日々検証される。取引先の状況に警告または不利な展開があった場合は、限度の妥当性が見直される。
- ・ エネルギー市場におけるトレーディングに関連するエクスポージャーの日次監視および各取引先の財務の健全性に応じた限度の割当。ポジション・ネットリング契約や現金担保契約などを利用して取引先リスクを軽減するための措置も講じている。

取引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12.3.1に示されている。

17.5 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取引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。

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。

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の有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される）は、直接、純損益に計上される。

このリスクは、EDFグループ・レベルで、同通貨の債務と対応させるか、またはデリバティブを使用することによりヘッジされる。

トレーディング・デリバティブ

トレーディング・デリバティブには以下のものが含まれる。

- ・ 会計目的のヘッジに適格でない経済的ヘッジのために契約したデリバティブ。これらの商品の価値の変動は、純損益に報告される。
 - ＞ デリバティブが譲渡可能負債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、それらは当グループの損益計算書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設けられた専用項目である「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に含まれる。
- ・ 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）。

17.5.1 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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	17.1.1	5,334	6,001
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	17.3.1	(4,693)	(3,867)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		641	2,134

トレーディング・デリバティブの正の公正価値	17.1.1	2,775	4,915
トレーディング・デリバティブの負の公正価値	17.3.1	(2,496)	(4,315)
トレーディング・デリバティブの公正価値		279	600

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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
ヘッジ・デリバティブ—金利リスク	17.5.2	1,224	489
ヘッジ・デリバティブ—外国為替リスク	17.5.3	(1,773)	1,851
ヘッジ・デリバティブ—コモディティ・リスク	17.5.4	1,190	(206)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		641	2,134
トレーディング・デリバティブ—金利リスク	17.5.2	295	(129)
トレーディング・デリバティブ—外国為替リスク	17.5.3	(297)	133
トレーディング・デリバティブ—コモディティ・リスク	17.5.4	281	596
トレーディング・デリバティブの公正価値		279	600

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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
借入金および負債の公正価値ヘッジ		(2,288)	(552)
借入金および負債のキャッシュ・フロー・ヘッジ		1,801	2,424
小計	18.2	(487)	1,872
コモディティ契約の公正価値ヘッジ		11	(35)
コモディティ契約のキャッシュ・フロー・ヘッジ		1,068	111
小計		1,079	76
在外純投資ヘッジ		38	272
専用資産の公正価値ヘッジ		25	(74)
流動性の高い資産の公正価値ヘッジ	18.2	(14)	(12)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		641	2,134

17.5.2 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。

ある。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在想定元本				2024年 12月31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1～5年	5年超	合計	合計	2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在
キャップの買い	6	25	11	42	258	4	5
フロアの売り	-	-	-	-	200	-	-
金利取引	6	25	11	42	458	4	5
固定金利支払／変動金利受取	1,554	8,104	5,675	15,333	14,872	1,694	1,274
変動金利支払／固定金利受取	2,835	7,166	26,702	36,703	34,127	(1,597)	(1,388)
変動金利支払／変動金利受取	213	3,421	6,589	10,223	10,584	309	201
固定金利支払／固定金利受取	2,453	5,132	5,808	13,393	11,912	814	397
金利スワップ	7,055	23,823	44,774	75,652	71,495	1,220	484
金利デリバティブ—ヘッジ目的	7,061	23,848	44,785	75,694	71,953	1,224	489
オプション購入	-	-	-	-	-	34	29
金利スワップ	185	921	14,160	15,266	10,744	261	(158)
金利デリバティブ—トレーディング目的	185	921	14,160	15,266	10,744	295	(129)

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17.5を参照）の両方に含まれている。

17.5.3 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。本注記のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記17.5を参照）にも含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在受取想定元本				2025年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1～5年	5年超	合計	1年未満	1～5年	5年超	合計	2025年 12月31日現在
為替予約取引	1,908	474	-	2,382	1,924	467	-	2,391	(19)
スワップ	26,177	14,897	18,500	59,574	26,326	15,703	19,012	61,041	(1,754)
オプション	1	-	-	1	1	-	-	1	-
通貨デリバティブヘッジ目的	28,086	15,371	18,500	61,957	28,251	16,170	19,012	63,433	(1,773)
為替予約取引	2,534	1,682	83	4,299	2,588	1,684	79	4,351	(60)
スワップ	13,849	5,085	7,343	26,277	13,832	5,019	7,883	26,734	(258)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-
組込通貨デリバティブ	178	77	-	255	136	57	-	193	21
通貨デリバティブトレーディング目的	16,561	6,844	7,426	30,831	16,556	6,760	7,962	31,278	(297)

17.5.4 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。

コモディティ・デリバティブヘッジ目的

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2025年12月31日現在					2024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	1～5年	5年超	合計			
電力	TWh	(72)	(45)	-	(117)	1,444	(34)	(499)
ガス	百万サーム	909	335	-	1,244	(260)	1,286	309
石油製品	千バレル	1,768	266	-	2,034	(29)	2,422	(30)
CO ₂	千トン	1,351	(34)	-	1,317	35	3,286	14
コモディティ・デリバティブヘッジ目的						1,190		(206)

コモディティ・デリバティブトレーディング目的

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2025年12月31日現在		2024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	(62)	322	(50)	267
ガス	百万サーム	5,445	(27)	(2,886)	376
石油製品	千バレル	(10,878)	(37)	(6,666)	4
CO ₂	千トン	(4,248)	3	(3,985)	8
石炭他	百万トン	-	20	-	(59)
コモディティ・デリバティブトレーディング目的			281		596

17.5.5 ヘッジ・デリバティブが包括利益に与える影響

自己資本（EDFの持分）および純損益に計上されたヘッジ・デリバティブの公正価値の変動総額は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2025年度			2024年度		
	自己資本に計上された公正価値の変動総額	純損益に振替られた公正価値の変動総額－リサイクリング	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	純損益に振替られた公正価値の変動総額－リサイクリング	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 (1)	(169)	-	(6)	117	-	(2)
為替ヘッジ	336	(81)	(1)	254	605	(5)
在外純投資ヘッジ	833	-	-	(666)	-	-

コモディティ・ヘッジ	4,494	1,329	(9)	1,462	(1,051)	(76)
ヘッジ・デリバティブ	5,494	1,248	(16)	1,167	(446)	(83)
(1) 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（206）百万ユーロを含む（2024年度はプラス133百万ユーロ）。						

17.5.6 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。

2025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	8,112	396	11,489	(3,773)	7,716	(1,751)	(1,042)	4,923
デリバティブの公正価値－負債	(7,186)	(299)	(10,660)	3,773	(6,887)	1,751	1,160	(3,976)

17.6 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。

2025年12月31日現在、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。

（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	2,831	2,831	22	441	2,368
負債証券	59,303	59,303	8,570	50,533	200
ヘッジ・デリバティブ	5,337	5,337	39	5,295	3
トレーディング・デリバティブ	2,775	2,775	197	2,301	277
現金同等物	1,137	1,137	-	1,137	-
公正価値で評価される金融資産	71,383	71,383	8,828	59,707	2,848
NLF向け債権	14,419	14,419	-	14,419	-
その他の貸付金および金融債権	4,523	4,523	-	4,523	-
償却原価で計上される金融資産	18,942	18,942	-	18,942	-
ヘッジ・デリバティブ	4,691	4,691	27	4,662	2
トレーディング・デリバティブ	2,496	2,496	141	1,966	389
公正価値で評価される金融負債	7,187	7,187	168	6,628	391
借入金およびその他の金融負債	84,238	81,950	-	81,950	-
償却原価で計上される金融負債	84,238	81,950	-	81,950	-

注記18. 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。

18.1 非経常項目を除く純利益

2025年12月31日現在の非経常項目を除く純利益は9,601百万ユーロであり、2024年度と比較して5,632百万ユーロ減少した。
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	2025年度				2024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		-	-	-	8,367	11,406
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		(1,945)	604	6	(1,335)	(2,289)
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		611	(154)	1	458	(314)
減損		4,332	(875)	(474)	2,983	2,766
－のれん、無形資産および有形資産の減損 ⁽¹⁾	9.7	4,165	(866)	(474)	2,825	1,320
－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⁾	11	167	(9)	-	158	1,446
その他の営業収益および営業費用	6	(1,075)	227	(24)	(872)	3,664
非経常項目を除く純利益					9,601	15,233
(1) 2025年度は、主にヒンクリー・ポイントCに関連する資産の減損（3,552）百万ユーロおよびEDF power solutionsセグメントに関連する資産の減損（359）百万ユーロが含まれていた（注記9.7を参照）。2024年度は、主にヒンクリー・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に関連する資産の減損（228）百万ユーロが含まれていた。						
(2) 2025年度は、専用資産に関連する52百万ユーロが含まれていた。2024年度は、特にAtlantic Shores Offshore Windプロジェクトに関連する934百万ユーロ、英国のNeart na Gaoithe (NnG)プロジェクトに関連する248百万ユーロ、および専用資産に係る118百万ユーロが含まれていた。						

18.2 純負債額

当グループの純負債額は、2025年12月31日現在51,496百万ユーロ（2024年12月31日現在54,346百万ユーロ）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、流動性の高い資産ならびに金融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。純負債額から控除される金融資産は、負債に関連するデリバティブに係るマージンコールに相当する。この表示の変更は、純負債額に影響を及ぼさない。
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	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
借入金およびその他の金融負債 ⁽¹⁾	17.3.2	84,238	81,802
負債をヘッジするデリバティブおよび支払われたマージンコール ⁽²⁾	17.5.1	(415)	(1,872)
現金および現金同等物	17.2	(7,641)	(7,597)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	17.1.2	(24,700)	(17,999)
流動性の高い資産をヘッジするデリバティブ	17.5.1	14	12
純負債額		51,496	54,346
(1) 2025年12月31日現在、負債に関連するデリバティブについて受領したマージンコールに対応する1,094百万ユーロ（2024年12月31日現在1,639百万ユーロ）が含まれている。			
(2) 2025年12月31日現在、「貸付金および金融債権」には、負債に関連するデリバティブについて支払われたマージンコールに対応する（902）百万ユーロが含まれている（2024年12月31日現在では151百万ユーロが「現金および現金同等物」に計上されており、これは比較情報において修正再表示されていない）。			

注記19. 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、3つの重要な目標を基盤としており、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。

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と経営およびガバナンス責任者による持続可能性の課題に対する取り組み、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19.1を参照	注記5.5.2「その他の項目」 注記9.2「その他の無形資産」 注記12.2「棚卸資産」 注記16.2「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19.2.1を参照	注記14「原子力発電関連引当金および専用資産」 注記16.2「その他の引当金」 注記20「偶発債務および資産」	これらは、以下に関連する引当金である。 - 原子力発電：核サイクル終了（使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理）引当金、発電所廃炉引当金、ならびに炉心核燃料引当金から構成されている。 - 環境対策 - 環境訴訟
資産の評価―注記19.2.2を参照	注記9.7「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19.3を参照	注記17.3.2「借入金およびその他の金融負債の変動」 注記13.3「永久劣後債」 注記17.4「金融リスク、エネルギー市場および取引先リスク」	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19.4、19.5、19.6および19.7を参照	注記9.2「その他の無形資産」	当グループは、低炭素発電への投資および研究開発予算の相当部分を脱炭素化およびエネルギー・システムの移行に充てており、環境目的ないし気候変動への設備の適応目的でその他の費用を負担している。研究開発費に適用される会計方針は、注記9.2に記載されている。

19.1 規制上の費用

さまざまな規制により、EDFグループは再生可能エネルギー証書（グリーン証書）および省エネ証書を含む温室効果ガス排出量取引制度およびメカニズムに参加する義務がある。

二酸化炭素排出証書およびグリーン証書に関して、購入した証書は無形資産に計上され、国に対する証書提出義務を対象として、毎年引当金が再評価され、計上される。

省エネ証書に関しては、関連する費用は「その他の営業収益および営業費用」に計上される。期末日において、以下のように処理される。

- ・ 取得された、および引き渡された省エネ証書の量が累積省エネ義務を下回る場合には、引当金が認識される。
- ・ 費用が累積義務を上回る場合は、棚卸資産が認識される。

温室効果ガス排出証書

EDFグループ内でこの欧州における措置の適用対象となる企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。

2025年12月31日現在の排出量は11百万トン（2024年度11百万トン）であった。

実際の温室効果ガス排出量は、2025年12月31日現在361百万ユーロ（2024年12月31日現在309百万ユーロ）であり、引当金に含まれている。

2025年度に当グループは、EU-ETSの下で、2024年度に発生した排出に関して11百万トンを提出した（2024年度は2023年度に発生した排出に関して13百万トンを提出した）。

グリーン証書

EDFグループ内でこのメカニズムの適用の対象となる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、Luminus、Électricité de StrasbourgおよびPEIである。

2025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1,337百万ユーロ（2024年12月31日現在1,392百万ユーロ）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9.2を参照）。

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。

この義務を履行するために、EDFグループが利用できる3つの取得手段は、消費者のエネルギー効率の高い業務の支援、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省エネ証書の購入である。

19.2 資産および負債の評価

19.2.1 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14に記載されている。

これらは環境計画関連引当金も含み、これには注記19.1に詳細が記載されている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。

注記20.3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年度のEdisonによるAusimont社（ビュッシ用地）のSolvayへの売却や、1989年度のEnimontの産業用地のENIへの売却を原因とするものなどがある。

19.2.2 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。注記9.7に記載した通り、長期電力価格の構築にあたっては、気候上の偶発事象による影響が、需要（特に暖房や夏場の快適性のためのエネルギー需要）、全欧州諸国の再生可能エネルギー発電（陸上・洋上風力発電、太陽光発電）および水力の貢献に関する仮定に織り込まれ、フランスの原子力発電に関する仮定においては、環境税減税が考慮されている。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2060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。使用された仮定は、世界レベルではパリ協定、欧州連合レベルではFit For 55やRepowerEU、フランスでは国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas Carbone）等の公的エネルギー・気候政策の目的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低炭素経済を後押しするものである。

したがって、2025年12月31日現在で実施された減損テストは、二酸化炭素価格（2024年のユーロ換算）は、2030年度に関して135ユーロ/トン、2040年度に関して175ユーロ/トン、2050年に関して220ユーロ/トンに基づいている。

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およびベルギーで行っている。2025年12月31日現在の関係資産の正味帳簿価額は47億ユーロ（2024年12月31日現在49億ユーロ）であり、このうちフランスの資産は26億ユーロ、イタリアの資産は13億ユーロである（2024年12月31日現在、フランスで28億ユーロ、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、2025年12月31日現在の正味帳簿価額14億ユーロ（2024年12月31日現在15億ユーロ）のEDFの火力発電所群（CCGT、CT）による発電量が、2025年度のEDFの総発電量の約0.77%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の変動し、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。

フランスにおいて、**島部地域**では、発電は現在主に、2025年12月31日現在正味帳簿価額が12億ユーロの石油火力発電所（2024年12月31日現在の正味帳簿価額13億ユーロ）、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日にラ・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）。

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タービン-ガス-蒸気（TGV）型、合計出力約870MWのスランの新しいCCGT発電所は、2022年度秋より建設されており、2026年下半年の稼働開始が予定されている。

イタリアでは、Edisonの火力発電所は稼働中の9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年度に、マルゲラ・レヴァンテの発電所における初の新世代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）の稼働を開始した。2025年12月31日現在、発電所の正味帳簿価額は13億ユーロ（2024年12月31日現在14億ユーロ）に上り、この2つの施設はその約67%を占め、予定される運転期間は25年間である。その他のCCG発電所の運転期間は2037年度までに終了する。

19.3 持続可能な資金調達

EDFはここ数年、持続可能な資金調達に非常に積極的に取り組んできた。

- ・ 当グループは2013年度以来、グリーン・ファイナンスの枠組みに基づき、グリーン・ファイナンス商品（グリーンボンド、銀行ローンおよびコマーシャル・ペーパー）を発行している。
- ・ ソーシャルボンド・フレームワークは、欧州での発電および配電資産の開発や保守に貢献する中小企業に対する投資を対象としている。
- ・ EDF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与信枠を有している。

2025年度にEDFは、原子力発電所、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向けに、合計4,932百万ユーロの複数のグリーンボンド（ハイブリッド債1,250百万ユーロの発行を含む）、ならびに最大額240百万ユーロのNEUMTNを発行した（注記17.3参照）。

2025年12月31日現在、サステナビリティ基準に連動する未使用の更新可能な再生可能エネルギー与信枠（シンジケート与信枠を含む）は合計123億ユーロであり、EDFグループの未使用の与信枠合計の79%を占めている（注記17.4を参照）。

19.4 低炭素投資

2025年度に当グループは、その事業投資プログラムを継続した。投資額は252億ユーロであり（2024年度264億ユーロ）、無形資産および有形固定資産への総投資248億ユーロ（2024年度248億ユーロ）（注記9.6を参照）ならびに総金融投資4億ユーロ（2024年度16億ユーロ）を含んでいた。

2025年度には、当グループの投資の94%が低炭素テクノロジーへの投資に向けられた。これは、気候変動関連目標に充てられている236億ユーロに相当し、その内訳は、59%が原子力セグメント、25%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4%がエネルギー・サービス（貯蔵事業を含む）であった。これらの投資は、有形資産、無形資産および使用権資産（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（子会社の連結範囲への初回統合）により取得した資産を含めている。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、投資補助金は除かれている。

また、2025年度には当グループの投資の63%、すなわち158億ユーロ（2024年度59%）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（24%）、再生可能エネルギー発電施設（太陽光、風力、水力、エネルギー貯蔵）（13%）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、当グループは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べきである。これらの制約を除くと、全事業活動における当グループの投資の92%がタクソノミと合致することになる。

19.5 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築物、排水処理設備等のための費用）。
- ・ 年度末現在で存在する債務に対応する費用であって、当該費用により報告日現在で資源の流出が発生する可能性が高いか確実である場合には、環境負債および環境リスク引当金の増加として計上される。
- ・ 環境問題、環境管理、環境税、廃水・廃ガスおよび非放射性廃棄物の処理、または、投資に関係しない調査を担当する部署の営業費用である場合には費用計上される。

2025年度においては、当グループの費用のうち140億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、47%が原子力セグメント、32%が電力網事業、16%が再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力）、そして5%がエネルギー・サービスであった。これらの支出の97%に相当する137億ユーロが、気候変動緩和に充てられている。これらの費用の性質は、「燃料およびエネルギー購入費用」、「その他の対外費用」、「人件費」に相当する（資産計上された発電コストを控除後）。

2025年度は、EDFグループの研究開発費総額は806百万ユーロに上る。これは、EDF SAの研究開発費550百万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とそれらの電力システムへの統合、エネルギーの生産と貯蔵、脱炭素水素と経済の脱炭素化に向けたその応用、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。

電力貯蔵に関連したもの、電力パフォーマンス診断の改善、原子力発電所の安全向上などの特定の研究活動は、特に欧州連合からの公的助成金を受けている。

また、その他の支出は生物多様性やフランスにおける原子力発電所の適応など、持続可能性に資するものである。EDFは同時に、ADAPTプロジェクトを通じて、その原子力発電所を気候変動に適応させている。同計画は特に、施設の強靱性を高め、その環境への影響を軽減し、革新的なソリューションを開発することを目的としている。このアプローチと並行して、気候学や水文地質学といった分野における研究開発およびエンジニアリングの能力強化も図っている。

19.6 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。

当グループの存在意義は、2020年度に導入され2026年度初めに改訂された責任投資家憲章を枠組みとする、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（2025年12月31日現在の実現可能価値425億ユーロ）の管理方針にも表れている。専用資産のリスクリターン調査には、気候シナリオの分析が含まれている。これは、異なる対象期間に応じて、専用資産の価値に影響を与え得る気候ストレスが生じるというシナリオにおいて、原子力引当金が填補不足となるリスクを評価することを目的としている。検討されたさまざまな気候シナリオにおけるポートフォリオの炭素排出量の予測も実施された。当該予測は、戦略的な配分と代替的な配分を長期的な炭素排出量の観点から比較することを目的としている。

EDF Gestionに関しては、上場株式の炭素集約度はベンチマークに近く、上場社債の集約度は、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、投資および投資管理の意思決定に、可能な限り、環境、社会およびガバナンス（ESG）の課題を組み込む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年度に国連PSI（持続可能な保険原則）プログラムに加盟した。

19.7 当グループの経営およびガバナンス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

経営およびガバナンス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ガバナンス幹部の年次変動報酬もまた、財務上の基準と財務外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ガバナンス責任者の長期報酬（3年計画）もまた、財務上の基準を超えて、財務外基準にも基づいている。後者は現在、長期的な変動報酬の30%を占めている。

保有車両の電化

EDFは、2030年度までに普通車の保有車両（大規模な天候事象の際の緊急対応車を除く）を完全に電化することに取り組んでいる。2025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、42.4%が既に電化されている（電気自動車は20,500台を超え、2024年度末から電気自動車が3,350台増加）。

2025年度については、電化車両稼働率は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20. 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、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高くないかもしくは当該債務の金額を信頼性をもって測定できないことから財務諸表上に認識されないものである。

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、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認される。

2025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。

20.1 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、一部の長期原子力債務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つについてEDFの立場を認めたが、他の引当金については更正を支持した。この判決は、EDFが第一審の判決の履行として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が、2025年11月24日に上告不受理の決定がされたことから当該訴訟は終結し、当社の財務諸表に対する影響はなかった。一方で、検察もまた2025年7月2日付の判決により、当社の主張が支持された部分について上告したが、国務院は検察の上告を棄却し、当該長期原子力債務について、当社にとって有利なものばかりであった過去の決定を有効であると確定した。国務院のこの決定を受けて、2025年6月30日現在において、引当金の戻入れ115百万ユーロが認識された。

EDF Holding (旧EDF International) (1)

EDF Holding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取得資金の借換え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 Holdingはこの更正事由に異義を申し立てた。

モントルイユ行政裁判所は、2009年度～2013年度に係る2019年7月2日の判決および2014年度に係る2020年1月30日の判決において、税金の更正を是認した。このためEDF Holdingは、これらの判決の履行として当該税金を支払うと同時に、控訴も提起した。2022年1月25日の判決で、ヴェルサイユ行政控訴院はEDF Holdingの主張を認め、一審判決を取り消し、通知された更正を無効とした。2022年度初めに、EDF Holdingは支払済みの全額の払戻しを受けた。2022年11月16日の判決において、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。この決定に従い、EDF Holdingは以前に受領した全額を返済した。

2023年11月28日に、行政控訴院はEDF Holdingが提出した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。

2025年12月17日の判決により、国務院は同社による2回目の上告を棄却し、同訴訟を終結させた。

20.2 ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機により、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、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの一部または一部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件が現在係属中である。

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覆した。2021年12月2日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は2022年1月19日に破毀院に上訴した。破毀院は、2023年3月22日の判決において、手続上の理由のみで、パリ控訴院の判決をそのすべての判示項目において破毀および取消し、本案を控訴院に差し戻した。2024年6月24日の判決により、パリ控訴院は再度商業裁判所の判決を取り消し、Hydroptionの損害賠償請求を棄却した。2024年11月8日、清算人は破毀院に上告した。

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。2025年7月11日にパリ控訴院は、2021年11月30日にパリ商業裁判所が下した判決を覆した。契約上の不可抗力の条件が満たされておらず、EDFに過失がなかったことから、控訴院はTotalEnergiesおよびEkwaterの損害賠償請求を棄却した。また、控訴院はTotalEnergiesに対し、枠組み契約の不当な中断に係る損害賠償として、EDFに21.5百万ユーロを支払うよう命じた。TotalEnergiesとEkwaterはそれぞれ2025年10月8日と14日に、破毀院に上告した。

20.3 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。同契約の目的には、以下が含まれる。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や同様の問題に係る訴訟を防ぐこと。ii) これらの用地に係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解決すること、iii) 折半条件による費用分担の枠組みを創設すること。

これに関して、Edisonは2024年12月31日現在、合計702百万ユーロの負債を認識しており、その内訳は、286百万ユーロの負債（2023年12月31日以前にENIが負担した費用、2025年9月に半分が支払われ、2026年9月に残額が支払われる）および416百万ユーロの引当金である。

2025年12月31日現在において、2025年度以降の費用見積りの更新の結果、170百万ユーロの引当金の追加繰入が行われた。この費用見積りの見直し作業は、引当金の水準、環境修復費用の見積り、および当該間にこれに関連して実際に発生した環境修復費用の一貫性を確保すべく、各年度末に継続的に行われる。

マントヴァー刑事訴訟手続

マントヴァの検察庁は、2001年度の「立法命令」第231号に立脚して、マントヴァ石油化学工場の特定の区域で発生したと主張される環境犯罪を理由とし（マントヴァ県の命令は2020年4月の国務院の判決により是認され、その内容は以下に記載される）、2015年度以降Edisonに勤務している、または勤務し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訴訟手続を開始した。現在刑事訴訟が係属中であり、判決は2026年度に言い渡される予定である。

マントヴァ石油化学工場は、1990年以降Edisonは（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、検察官が手続を開始したすべての分野が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署名された当該環境問題に関する2本の和解契約にもかかわらず、1990年度にMontedisonがENIグループに売却した土地およびマントヴァの石油化学用地全体を修復する旨の8本の命令を通知した。

Edisonは、これらの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、一審の決定を是認した。EdisonはECHRに控訴を提訴し、当該手続は係属中である。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、既に現地に浄化作業を開始している。

Ausimont（ビュッシ用地）の売却

2002年にEdisonがAusimont SpAをSolvay Solexis SpAへ売却した後、複数の民事および行政手続が開始されたが、ペスカーラ県における行政訴訟およびイタリア環境省が定期した民事訴訟を除き、これらの訴訟はすべて終結している。Edisonは所管の行政機関と協力し、ビュッシ用地の環境回復および環境改善に関する様々な取り組みに参加している。また、2025年度には、Edisonはこれらの取り組みを填補すべく、営業引当金を約172百万ユーロ増額した。

1件の行政訴訟が現在も継続中である。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の所在を確認する行政訴訟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見なし、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。

1件の民事訴訟が現在も係属中である。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、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。同訴訟の終結の期限は不明であり、訴訟は現在係属中である。更新された見積りに基づき、入手した最新の情報を踏まえて、Edisonは、すでに開始された安全確保のための作業に係る既存の引当金を2025年12月31日に100百万ユーロ増額する旨を決定した。訴訟は現在係属中であり、日程は未定である。

一方、ブッシ・スル・ティリーノ市が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を求めて提起し、2023年度に開始された民事訴訟については、Edisonとビュッシ市は2025年3月に和解合意を締結し、それに基づいてEdisonは、新たな太陽光発電パネルの設置および同地域の再整備を目的とするその他の活動を通じたエネルギー自家消費コミュニティの創設への資金提供を約束した。この合意により、訴訟は終了した。

また、2012年度に、ビュッシおよびスピネッタ・マレンゴ用地に関する環境に係る契約保証違反について、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、仲裁の第一段階として、仲裁裁判所は、2001年度に署名されたAusimont売却契約に基づきMontedisonが合意した環境保証に関連するSolvay Specialty Polymers Italyの請求の大部分を認め、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。Edisonは当該裁定への異議申立てを、スイス連邦裁判所（2022年1月に棄却）およびミラノ控訴院（2023年1月24日に棄却）に対して行った。Edisonは上告を提起した。2025年7月28日に、破毀院は当該上告を棄却した。

- 2025年1月20日に、仲裁の第二段階として、仲裁裁判所はEdisonに、2017年1月以降の期間に関して、Solvay Specialty Polymers Italyに対する約90百万ユーロの追加の損害賠償を命じた。Edisonは同決定について、控訴を断念した。Edisonが当該金額をSolvayに支払ったことにより、仲裁は終了した。

20.4 フランスの競争当局（ADLC）による調査

EDFグループは競争当局による2件の審査の対象となっている（Plümの訴状およびXélanの訴状）。この手続きは現在進行中である。

20.5 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、特に違憲および国際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）を徴収するための欧州メカニズムの一環として導入された。同争訟は現在、欧州の当局により審査されている。

20.6 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と締結したバランス責任契約（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ならびにRTEおよびEnedisを相手取る訴訟を提起した。この解約により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。

並行して、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、管轄権がないことを表明した。2025年11月27日にパリ控訴院は、E-Pangoの控訴を棄却し、ADLCはこの件に関して管轄権がないことが確認された。E-Pangoは破毀院に上告した。

パリ商事裁判所における本案訴訟については、EDF（ならびにEnedisおよびRTE）の要請により、裁判官はパリ控訴院が判決を下すまで、判決を延期するよう命じた。この延期は有効であり、破毀院における上訴手続きの終了まで解除されない。

20.7 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生じた、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。

20.8 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、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2024年9月30日付判決により、EDFの主張を認め、すべての被告人に無罪を言い渡した。検察は、無罪判決に対する控訴を提起した。本件は2026年度または2027年度にパリ控訴院によって再度審理される可能性がある。

20.9 EDF Belgium—ティアンジュ1号機

2023年12月13日に、ENGIEおよびベルギー政府は、ドエル4号機およびティアンジュ3号機の運転寿命を延長し、ベルギー国内のすべての原子力発電所の核廃棄物処理費用を固定額とする合意に署名した。この合意は、2024年4月26日にベルギーで制定されたフェニックス法に明記されている。

ティアンジュ1号機の共同所有者であり受益者でもあるEDF Belgiumが、この合意で定められた費用に対して拠出する金額については、ENGIEの子会社である発電所運営会社Electrabelとの間で係争中である。

20.10 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。

20.11 Venture Globalの仲裁

2017年に、Edisonは米企業Venture Global LNG Incとの間で、米国からの液化天然ガス輸出に関する契約を締結した。最初の納入は2023年度に予定されていた。

Venture GlobalがEdisonへの予定量の提供を開始せず、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とから、Edisonは2023年5月に当該米企業に対して仲裁を提起した。賠償請求額は、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、2026年度上半期に決定が下される見込みである。LNGの納入は、2025年度第2四半期にようやく開始された。

20.12 一部のメーターに認めら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を相手取る訴訟を提起した。

注記21. オフバランスシート・コミットメント

コミットメントの金額は割引前の契約価額に相当する。

21.1 コミットメント（付与）

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。

（単位：百万ユーロ）	注記	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
業務コミットメント（付与）	21.1.1	71,516	70,464
投資コミットメント（付与）	21.1.2	18,453	17,984
資金供与コミットメント（付与）	21.1.3	6,322	6,004
コミットメント（付与）合計		96,291	94,452

21.1.1 業務コミットメント（付与）

（単位：百万ユーロ）	2025年12月31日現在					2024年 12月31日現在
	合計	期限				合計
		1年未満	1～5年	5～10年	10年超	
電力購入および関連サービス	27,331	3,535	7,853	6,454	9,489	30,548
その他エネルギーおよびコモディティ購入 ⁽¹⁾	1,091	726	267	98	-	413
核燃料購入	15,528	2,108	6,348	4,416	2,656	14,934
燃料およびエネルギー購入コミットメント	43,950	6,369	14,468	10,968	12,145	45,895
業務保証（付与）	16,433	4,406	4,478	3,766	3,783	14,773
業務購入コミットメント	10,606	4,967	4,292	760	587	9,307
その他の業務コミットメント	198	72	109	15	2	142
業務契約履行コミットメント（付与） ⁽²⁾	27,237	9,445	8,879	4,541	4,372	24,222
借手としてのリース・コミットメント	329	45	214	36	34	347
業務コミットメント（付与）合計	71,516	15,859	23,561	15,545	16,551	70,464
(1) ガス購入および関連サービスを除く（注記21.1.1.3を参照）。						
(2) 共同支配企業に関連するコミットメント、2025年12月31日現在2,087百万ユーロ（2024年12月31日現在2,697百万ユーロ）を含む。						

21.1.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、当グループは、電力、ガス、その他エネルギーおよびコモディティ、ならびに核燃料を最長で25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。

2025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に関連している。EDFについては、第三者発電事業者から電力を購入するコミットメントを締結している島部エネルギー・システム（SEI）がこれを主導している。

年間の変動は主に、外国為替のマイナスの影響およびEDF Energyの購入コミットメント量の減少に起因している。

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、コジェネレーション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2025年度の合計は52TWh（2024年度は48TWh）で、これには、コジェネレーションに係るもの4TWh（2024年度は5TWh）、風力発電に係るもの21TWh（2024年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの19TWh（2024年度は15TWh）および水力発電に係るもの2TWh（2024年度は2TWh）が含まれている。

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が事業で使用するバイオマス燃料購入と、EDF Tradingの米国におけるガスの貯蔵・輸送契約に関連するコミットメントに関連している。

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFグループの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

21.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

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。

2025年12月31日現在、業務保証（付与）は主に、EDFが付与した保証（5,301百万ユーロ）、EDF power solutionsがその開発プロジェクトに関連して付与した保証（4,049百万ユーロ）、ならびにEdison（2,074百万ユーロ）、EDF Energy（1,929百万ユーロ）およびFramatome（1,381百万ユーロ）が付与した保証に関連する。

その変動は主に、Framatomeによる原子炉販売契約においてEDF EnergyがサイズウェルCに付与した新規の保証、およびArabelle Solutionsの顧客に付与された追加の親会社保証に起因しており、EDF power solutionsが付与した保証の減少により部分的に相殺されている。

21.1.1.3 ガス購入契約およびガス関連サービス契約

ガス購入コミットメントは把握されているが、評価されていない。当該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。2025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)	2025年12月31日現在				2024年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1～5年	5年超	
Edison	119	10	41	68	101
EDF	65	3	22	40	51

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2年から19年までさまざまである。

2025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）に署名した。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20.10を参照）。Edisonはこの契約における最初の引渡しを2025年5月に受けた。

Edisonは2025年度にShellとの間で、2028年度から最長15年間にわたって米国から年間約0.7百万トン（すなわち、年間約10億立方メートル）のLNGを購入する契約を締結した。

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。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16.2を参照）。

2020年度にEDFはまた、米国から20年間、年間1百万トンのLNGを購入する契約（すなわち、天然ガス年間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、供給業者の見通しでは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年度まで、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いを対価として、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。2025年度にEDFは、同ターミナルにおける2028年から2036年にかけての再ガス化能力を約45%に引き下げた。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16.2を参照）。

21.1.2 投資コミットメント（付与）

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在				2024年 12月31日 現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1～5年	5年超	
有形固定資産および無形資産購入関連コミットメント	16,397	10,100	5,950	347	16,865
金融資産購入関連コミットメント	1,085	99	936	50	908
投資に係るその他のコミットメント	971	60	337	574	211
投資コミットメント（付与）合計(1)	18,453	10,259	7,223	971	17,984
(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、2025年12月31日現在91百万ユーロ（2024年12月31日現在163百万ユーロ）を含む。					

21.1.2.1 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52億ユーロ（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41億ユーロ（主にHPCに関連するコミットメント）ならびにEnedisの45億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にとって不可避的なコミットメントに相当する。

2025年度におけるこれらのコミットメントの減少は主に、EDF power solutionsのプロジェクトの進捗度、ならびにPEIのラリヴォおよびリカントの発電所の建設工事の進捗度に起因している。

21.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

一部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。それらは主に、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。Luminusの株主は、2025年12月31日に終了した流動性条項を除き、当該株主協定を2026年9月30日まで延長することを決定した。

EDF Investissements Groupe (EIG) への投資について、EDF Holding (旧EDF International、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EDF Holding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。2025年12月31日現在、これらのトレーディング・デリバティブの公正価値は僅少であった。

21.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント（付与）

投資に関係するその他のコミットメント（付与）の増加は、サイズウェルCプロジェクトの資金調達の完了後にEDF EnergyがサイズウェルCに付与した出資コミットメント（当グループの2025年11月4日付プレスリリースを参照）に起因しており、EDF Norte Fluminenseが付与していたBNDESによるSinopへの貸付金の保証が2025年10月に完了したことにより部分的に相殺されている。

21.1.3 資金供与コミットメント（付与）

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在				2024年 12月31日 現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1～5年	5年超	
不動産担保権	3,773	1,146	583	2,044	3,656
借入金関連保証	1,358	26	521	811	1,195
その他資金供与コミットメント	1,191	921	253	17	1,153
資金供与コミットメント(付与)合計⁽¹⁾	6,322	2,093	1,357	2,872	6,004

(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、2025年12月31日現在1,918百万ユーロ（2024年12月31日現在1,540百万ユーロ）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、EDF power solutionsおよびEDF Tradingに関係している。

担保権および借入金の保証として提供された資産は、主として、EDF power solutionsの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を含む。

借入金関連保証は、基本的にEDF power solutionsがそのプロジェクトの資金調達の一環として付与する保証である。

21.2 コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	注記	2025年12月31日現在					2024年 12月31日 現在
		合計	期限				合計
			1年未満	1～5年	5～10年	10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		158	34	68	38	18	104
業務販売コミットメント		18,095	3,607	7,503	4,392	2,593	11,885
業務保証（受取）		2,728	405	520	498	1,305	1,791
その他の業務コミットメント（受取）		190	86	92	12	-	61
業務コミットメント（受取）	22.2.1	21,171	4,132	8,183	4,940	3,916	13,841
投資コミットメント（受取）		316	136	53	127	-	532
資金供与コミットメント（受取）(1)	22.2.2	3,456	1,722	1,730	4	-	15
コミットメント（受取）合計		24,943	5,990	9,966	5,071	3,916	14,388

(1) 注記17.4に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

21.2.1 業務コミットメント(受取)

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、主に、Framatomeで出来高基準により計上される契約を通じて行われる確定注文117億ユーロ（建設およびエンジニアリング契約）およびArabelle Solutionsの原子力発電所の設備納入契約41億ユーロに関連している。これには特に、Framatome、Arabelle Solutions、EDF SAおよびEdvanceがサイズウェルCプロジェクトに関連して締結された契約の発効に伴い受け取ったコミットメント合計79億ユーロが含まれる（注記11.3を参照）。

サイズウェルCプロジェクトについて、Bpifrance Assurance Exportは、EDFグループの特定の事業体（EDF、Edvance、Framatome、Arabelle Solutions）と締結した商業契約の資金として複数の銀行がサイズウェルCに供与した50億ポンドの融資に対し、保証を提供した。これに関連する各事業体は、Bpifrance Assurance Exportに対し、Bpifrance Assurance Exportの債務に対するカウンター保証となる確約書に署名した。同保証は、サイズウェルCによる返済不履行の際に、極めて発生確率の低い特定の状況下でのみ発動される。発動された場合の履行請求額は確約書の条件に従って決定され、現時点で見積することはできない。したがって当該保証については、オフバランスシート・コミットメントにはいかなる額も含まれていない。

また、EDFグループはその事業において、以下を主なものとする**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。
- ・ 10～15年の期間で締結されるパートナーシップ契約。「コスト負担・リスク負担」方式のパートナーシップ（原子力発電割当契約）に基づき、電力集約型の事業者が既存の原子力発電所の発電能力の一定割合を提供する。2025年12月31日現在の契約済電力量は約1GWである。

業務保証（受取）は主に、Framatomeに関するものであり、契約上の義務について顧客から保証を受ける、EDFおよびArabelle Solutionsの原子力発電所への供給および技術支援契約に関係している。

21.2.2 資金供与コミットメント（受取）

資金供与コミットメント（受取）には、EDFとApolloが2025年6月20日に締結した契約に基づき、2026年度および2027年度に2つのトランシェから成る債券合計30億ポンド（34億ユーロ）を発行するオプションを含んでいる（注記17.3.2を参照）。

注記22. 関連当事者

関連当事者には、フランス政府、政府が持分の過半数を所有する会社およびその会社の子会社の一部、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ガバナンス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	
	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
売上高	887	913	-	-	3,170	3,058	4,057	3,971
エネルギー購入	4,616	4,038	1	2	3,914	3,547	8,531	7,587
対外購入	11	4	7	7	289	202	307	213
金融資産	283	355	-	-	-	-	283	355
その他の資産	585	724	-	-	454	659	1,039	1,383
金融負債	30	-	-	-	-	1	30	1
その他の非金融負債	1,031	1,001	1	1	682	851	1,714	1,853

(1) 税金および社会保障負債、ならびにCSPE負債を除く。

22.1 フランス政府および国有企業との関係

22.1.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2025年12月31日現在EDFの資本の100%を保有しており、それにより、一般の支配株主と同様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との間で締結された公共サービス契約は、立法者がEDFに無期限で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ている。

22.1.2 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は主として、Oranoを対象とし、以下に関するものである。

- 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、転換および濃縮サービス）。
- 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）（注記14.1.1.1を参照）。

22.2 経営者報酬

当グループの主要な経営およびガバナンス責任者は、会長兼最高経営責任者、執行委員会委員（2025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ガバナンス責任者に対して支払われた2025年度の報酬総額は、15.6百万ユーロであった（2024年度17.1百万ユーロ）。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IEG特別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ガバナンス責任者は、契約による交渉によらない限り、特別年金制度、就任時賞与または退職金受給権の給付を受けていない。

注記 23. 後発事象

2026年2月5日にEDF Investおよびそのパートナーらは、当グループの専用資産の管理を目的として、Energy Assets Group (EAG) の100%の持分をMacquarie Asset Managementに売却することに合意した旨を発表した。EAGは、2025年12月31日現在の当グループの財務諸表において持分法で会計処理されている。この売却は、通常の規制上の承認を条件として、2026年度下半期に完了する予定である。

注記24. 連結範囲に含まれる主要な企業

	国	連結方法	2025年度	2024年度
フランスー発電と供給				
Électricité de Franceー親会社	フランス	IG	100.00	100.00
Agregio Solutions	フランス	IG	100.00	100.00
その他の持株会社 (EDF Invest)	フランス	IG	100.00	100.00
Cyclife	フランス	IG	100.00	100.00
EDF Pulse Holding	フランス	IG	100.00	100.00
EDF Solutions Solaires (IHEDF ENR)	フランス	IG	100.00	100.00
Edvance	フランス	IG	96.10	96.10
Energy2Market (E2M)	フランス	IG	100.00	100.00
Group Support Services (G2S)	フランス	IG	100.00	100.00
Hynamics	フランス	IG	100.00	100.00
Immo C47 (EDF Invest)	フランス	IG	51.00	51.00
IZI Confort	フランス	IG	100.00	100.00
IZI Solutions Durables (IHIZI Solutions)	フランス	IG	100.00	100.00
IZIVIA	フランス	IG	100.00	100.00
NUWARD	フランス	IG	100.00	100.00
92 France (EDF Invest)	フランス	MEE	50.00	50.00
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	フランス	MEE	19.40	19.40
Catalina Solar (EDF Invest)	米国	MEE	-	50.00
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	MEE	24.50	24.50
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	フランス	MEE	24.50	24.50
CTE (EDF Invest)	フランス	MEE	50.10	50.10
Domofinance	フランス	MEE	45.00	45.00
Ecowest (EDF Invest)	フランス	MEE	50.00	50.00
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	スペイン	MEE	20.00	20.00
Encore + Bergère (EDF Invest)	フランス	MEE	49.00	49.00
Energy Assets Group (EDF Invest) (1)	英国	MEE	40.00	40.00
Fallago Rig (EDF Invest)	英国	MEE	20.00	20.00
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	英国	MEE	20.00	20.00
Fjord1 (EDF Invest)	ノルウェー	MEE	40.05	40.05
Glacier's Edge (EDF Invest)	米国	MEE	50.00	50.00
Holding d'Infrastructures Numériques (EDF Invest)	フランス	MEE	33.33	33.33
Issy Shift (EDF Invest)	フランス	MEE	33.33	33.33
Memphis (EDF Invest)	フランス	MEE	50.00	50.00
Nicolas Riou (EDF Invest)	カナダ	MEE	50.00	50.00
Nordic Logistic (EDF Invest)	スウェーデン	MEE	50.00	50.00
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	オーストリア	MEE	40.10	40.10
Orange Concessions (EDF Invest)	フランス	MEE	16.67	16.67
Parcolog Invest (EDF Invest)	フランス	MEE	50.00	50.00
Red Pine (EDF Invest)	米国	MEE	50.00	50.00
Switch (EDF Invest)	米国	MEE	50.00	50.00
Valentine Solar (EDF Invest)	米国	MEE	50.00	50.00
フランスー規制業務				
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)	フランス	IG	100.00	100.00
Électricité de Strasbourg	フランス	IG	88.64	88.64
Enedis	フランス	IG	100.00	100.00

産業およびサービス				
Arabelle Solutions	フランス	IG	100.00	100.00
Framatome	フランス	IG	80.50	80.50
英国				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	英国	IG	100.00	100.00
EDF Energy UK Ltd.	英国	IG	100.00	100.00
イタリア				
Edison SpA (Edison)	イタリア	IG	97.17	97.17
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	イタリア	IG	100.00	100.00
EDF power solutions				
EDF Andes Spa	チリ	IG	100.00	100.00
EDF Belgium SA	ベルギー	IG	100.00	100.00
EDF Brasil Holding	ブラジル	IG	100.00	100.00
EDF Inc.	米国	IG	100.00	100.00
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	IG	100.00	100.00
EDF power solutions	フランス	IG	100.00	100.00
Luminus SA	ベルギー	IG	68.63	68.63
Generadora Metropolitana (GM)	チリ	MEE	50.00	50.00
Nachtigal Hydro Power Company	カメルーン	MEE	40.00	40.00
Dalkia				
Dalkia	フランス	IG	99.94	99.94
その他				
Citégestion	フランス	IG	100.00	100.00
EDF (China) Holding Ltd.	中国	IG	100.00	100.00
EDF Développement Environnement SA(2)	フランス	n.a.	n.a.	100.00
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	IG	100.00	100.00
EDF Holding SAS(2)	フランス	n.a.	n.a.	100.00
EDF Immo(2)	フランス	n.a.	n.a.	100.00
EDF International SAS(2)	フランス	IG	100.00	100.00
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	IG	86.22	86.22
EDF Trading Ltd.	英国	IG	100.00	100.00
Lingbao	中国	IG	65.00	65.00
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	ベトナム	IG	-	56.25
Océane Re	ルクセンブルグ	IG	99.98	99.98
Société C3(2)	フランス	n.a.	n.a.	100.00
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	IG	100.00	100.00
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	中国	MEE	35.00	35.00
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	中国	MEE	49.00	49.00
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	ラオス	MEE	40.00	40.00
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	中国	MEE	-	19.60
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	中国	MEE	30.00	30.00
IG＝完全連結				
MEE＝持分法				
n.a.＝該当なし				
(1) 2026年2月5日にEDF Investおよびそのパートナーらは、Energy Assets Group (EAG) の100%の持分をMacquarie Asset Managementに売却することに合意した旨を発表した。この売却は、通常の規制上の承認を条件として、2026年度下半期に完了する予定である。				
(2) 持株会社のEDF Développement Environnement SA、EDF Holding SAS、EDF ImmoおよびSociété C3は、2025年12月31日にEDF International SASに統合された。EDF Internationalは2026年1月1日に、EDF Holdingに社名を変更した。				

注記25. 法定監査人の報酬

以下の表は2025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、保証、レビュー				
EDF	2,822	18.1	2,595	10.4
被支配企業 ⁽¹⁾	9,229	59.4	18,984	76.1
小計	12,051	77.5	21,579	86.5
持続可能性に係る情報の保証⁽²⁾				
EDF	1,000	6.4	1,000	4.0
被支配企業 ⁽²⁾	-	-	310	1.2
小計	1,000	6.4	1,310	5.2
非監査業務⁽³⁾				
EDF	1,011	6.5	1,315	5.3
被支配企業 ⁽¹⁾	1,493	9.6	758	3.0
小計	2,504	16.1	2,073	8.3
合計	15,555	100.0	24,962	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である。				
(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日終了年度以降当グループに適用されている。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業務および当グループの依頼に応じて提供される非監査業務。非監査業務は主に、(i)財務会計情報に関する保証報告書の発行、(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)現地の法令により認められた税務サービスの実施、(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。				

2024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	
	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、保証、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保証⁽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
非監査業務⁽³⁾				
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である。				
(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ている。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業務および当グループの依頼に応じて提供される非監査業務。非監査業務は主に、(i)財務会計情報に関する保証報告書の発行、(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。				

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

注：表内に示される数値は原則として、百万ユーロを単位とする。四捨五入により、場合によっては合計または変動においてわずかな差が生じる可能性がある。

損益計算書

	注記	2025年12月31日 に終了した事業年度			2024年12月31日 に終了した事業年度		
		百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円
純売上高	3		63,392	117,117		72,335	133,639
在庫生産の増加			113	209		99	183
資本財			1,787	3,301		1,807	3,338
補助金	4		11,804	21,808		6,928	12,799
減価償却費、償却費、減損および引当金の戻入額	5		3,676	6,791		3,188	5,890
有形固定資産および無形資産の売却による収益			11	20		-	-
その他の営業収益	6		912	1,685		1,244	2,298
営業収益合計（Ⅰ）			81,695	150,932		85,601	158,148
原材料およびその他消耗品の購入	7		27,935	51,610		29,054	53,677
棚卸資産の変動	7		-	-		249	460
その他の購入および対外費用(1)	7		19,848	36,669		18,885	34,890
法人所得税以外の税金	8		2,518	4,652		2,466	4,556
給与			4,650	8,591		4,540	8,388
社会保障負担金			3,091	5,711		2,935	5,422
減価償却費および償却費			5,774	10,667		5,724	10,575
固定資産の減価償却費および償却費	9	5,334			4,989		
固定資産の減損	5	193			401		
流動資産の減損	5	247			334		
引当金繰入額	5		2,070	3,824		6,081	11,235
売却された有形固定資産および無形資産の帳簿価額			13	24		-	-
その他の営業費用	6		6,124	11,314		3,612	6,673
営業費用合計（Ⅱ）			72,023	133,062		73,546	135,876
営業利益（損失）（Ⅰ－Ⅱ）			9,672	17,869		12,055	22,272
投資による収益(2)			4,080	7,538		4,719	8,718
その他の有価証券および固定資産関連受取債権による収益(2)			1,836	3,392		1,952	3,606
その他の受取利息および類似収益(2)			1,008	1,862		970	1,792
引当金および減損の戻入額			11,565	21,366		1,338	2,472
外国為替差益			1,759	3,250		2,804	5,180
金融資産の売却による収益			3,135	5,792		-	-
市場性のある有価証券および現金性金融商品の売却による純収益			221	408		107	198
金融収益合計（Ⅲ）			23,604	43,608		11,890	21,967
減価償却費および償却費ならびに引当金			3,653	6,749		4,969	9,180
支払利息および類似費用(3)			4,285	7,917		5,279	9,753
外国為替差損			2,205	4,074		2,957	5,463
売却された金融資産の帳簿価額			2,400	4,434		-	-
市場性のある有価証券および現金性金融商品の売却による純費用			228	421		495	915
金融費用合計（Ⅳ）			12,771	23,594		13,700	25,311
金融損益（Ⅲ－Ⅳ）	10		10,833	20,014		(1,810)	(3,344)
法人所得税および臨時損益計上前損益（Ⅰ－Ⅱ＋Ⅲ－Ⅳ）			20,505	37,883		10,245	18,928
臨時収益（Ⅴ）			841	1,554		1,926	3,558
臨時費用（Ⅵ）			720	1,330		1,223	2,259

臨時損益（Ⅴ-Ⅵ）	11	121	224	703	1,299
法人所得税(Ⅶ)	12	(1,068)	(1,973)	(1,083)	(2,001)
収益合計（Ⅰ+Ⅲ+Ⅴ）		106,140	196,094	99,417	183,673
費用合計（Ⅱ+Ⅳ+Ⅵ-Ⅶ）		86,582	159,960	89,552	165,447
損益（Ⅰ-Ⅱ+Ⅲ-Ⅳ+Ⅴ-Ⅵ+Ⅶ）		19,558	36,133	9,865	18,226
(1) 以下を含む。					
- 設備のリース料		-	-	-	-
- 不動産のリース料		-	-	-	-
(2) 関連企業に関する収益	15.4	6,526	12,057	7,243	13,381
(3) 関連企業に関する利息	15.4	(1,543)	(2,851)	(2,101)	(3,882)

貸借対照表

資産	注記	2025年12月31日現在				2024年12月31日現在	
		総額	減価償却 費、償却費 および減損	純額		純額	
		百万 ユーロ	百万 ユーロ	百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
資本計上された開発費		267	99	168	310	165	305
事業権、特許権、ライセン ス、商標権、工程、ITソ リューション、権利および類 似資産		3,892	2,723	1,169	2,160	1,164	2,150
その他の無形資産		289	231	58	107	73	135
開発中の無形資産、前渡金お よび未成業務支出金		3,771	28	3,743	6,915	2,898	5,354
無形資産	13	8,219	3,081	5,138	9,492	4,300	7,944
土地		222	14	208	384	177	327
建物		24,295	16,485	7,810	14,429	7,909	14,612
技術施設、機械および工場		97,969	66,556	31,413	58,036	31,011	57,293
その他の有形資産		1,973	1,419	554	1,024	546	1,009
建設中の有形固定資産		24,863	32	24,831	45,875	23,558	43,523
有形固定資産	14	149,322	84,506	64,816	119,748	63,201	116,764
投資		63,313	4,069	59,244	109,453	50,338	92,999
投資に関連する債権		50	-	50	92	50	92
投資有価証券		29,430	825	28,605	52,848	24,869	45,945
その他の投資		85	-	85	157	86	159
貸付金		47,098	-	47,098	87,014	41,383	76,455
その他の金融資産		781	-	781	1,443	781	1,443
金融資産(1)	15	140,757	4,894	135,863	251,007	117,507	217,094
固定資産合計（Ⅰ）		298,298	92,481	205,817	380,247	185,008	341,802
原材料およびその他消耗品		12,435	573	11,862	21,915	11,908	22,000
仕掛品		1,086	-	1,086	2,006	1,191	2,200
棚卸資産	16	13,521	573	12,948	23,921	13,099	24,200
発注に係る前渡金および未成 業務支出金		824	1	823	1,520	925	1,709
営業債権		11,014	341	10,673	19,718	13,923	25,723
その他の債権		8,819	-	8,819	16,293	5,376	9,932
前払費用		951	-	951	1,757	1,028	1,899
債権および前払費用(2)	17	20,784	341	20,443	37,768	20,327	37,554
市場性のある有価証券	18	22,038	312	21,726	40,139	16,121	29,784
金融デリバティブおよび保有 トークン		1,595	-	1,595	2,947	4,151	7,669
現金		7,366	-	7,366	13,609	6,023	11,127
流動資産合計（Ⅱ）		66,128	1,227	64,901	119,905	60,646	112,043
債務発行費用（Ⅲ）		276	-	276	510	236	436
債務償還プレミアム（Ⅳ）		957	402	555	1,025	523	966
為替換算差額および評価差額 －資産（Ⅴ）	19	1,754	-	1,754	3,241	1,363	2,518
資産合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ＋ Ⅴ）		367,413	94,110	273,303	504,927	247,776	457,766
(1) うち1年未満		14,668	-	14,668	27,099	7,307	13,500
(2) うち1年未満		19,863	322	19,541	36,102	19,421	35,880

自己資本および負債	注記	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
資本金（うち払込済額2,084百万ユーロ）		2,084	3,850	2,084	3,850
資本剰余金		17,185	31,749	24,071	44,471
再評価差額		695	1,284	694	1,282
法定準備金		209	386	208	384
その他の準備金		2,970	5,487	2,970	5,487
準備金合計		3,179	5,873	3,178	5,871
利益剰余金		-	-	(14,751)	(27,252)
当期利益または損失		19,558	36,133	9,865	18,226
投資補助金		355	656	265	490
税務規制引当金		5,400	9,977	5,502	10,165
自己資本合計（Ⅰ）	20	48,456	89,522	30,908	57,103
追加的自己資本合計（Ⅰa）	21	12,609	23,295	12,780	23,611
リスク引当金	22.1	1,014	1,873	1,205	2,226
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）	22.2.1	54,344	100,401	53,821	99,434
非原子力施設廃止引当金	22.2.2	1,467	2,710	1,133	2,093
従業員給付引当金	22.2.3	12,793	23,635	12,729	23,517
その他の費用引当金	22.2.4	533	985	721	1,332
費用引当金	22.2	69,137	127,731	68,404	126,376
引当金合計（Ⅱ）	22	70,151	129,604	69,609	128,603
社債	24-25	61,677	113,948	56,794	104,927
金融機関からの借入金	24-25	2,740	5,062	9,600	17,736
その他の借入金および金融負債(2)	24-25	12,479	23,055	7,312	13,509
金融デリバティブ	24	3,218	5,945	3,296	6,089
発注に係る前受金および未成業務受入金	24	2,580	4,767	2,924	5,402
買掛金	24	11,060	20,433	9,271	17,128
税金および社会保障費負債	24	8,703	16,079	9,072	16,761
固定資産関連負債	24	2,346	4,334	2,647	4,890
その他の負債	24	32,304	59,682	30,163	55,726
繰延収益	24	3,337	6,165	3,140	5,801
負債合計(1)（Ⅲ）	24	140,444	259,470	134,219	247,970
為替換算差額および評価差額－負債（Ⅳ）	26	1,643	3,035	260	480
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		273,303	504,927	247,776	457,766
(1) うち1年未満（発注に係る前受金および未成業 務受入金を除く）		67,311	124,357	60,366	111,526
(2) うち参加型借入		-	-	-	-

財務諸表に対する注記

フランス電力（Électricité de France SA、以下「EDF」または「当社」という。）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 SAの2025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、2026年2月19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、2026年6月24日開催予定の株主総会による承認後、最終的に確定する予定である。

注記1 会計基準および経営者による判断

1.1 会計基準

EDFの財務諸表は、2025年1月1日以降に開始する事業年度より適用が義務付けられるANC（会計基準局）規則第2022-06号「財務諸表の最新化」により改定された、現行のフランスのプランコンタブルジェネラル(Plan Comptable Général)に関する2014年6月5日付ANC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。

財務諸表の作成および表示に係る会計上の慣例は、保守主義の原則およ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

会計処理方法の変更

ANC規則第2022-06号は、フランスの勘定科目表に関する規則第2014-03号を改定するものである。

同規則には、初回適用に関する具体的な手続きが定められるとともに、特に、貸借対照表および損益計算書の新フォーマットとの比較可能性を確保するために必要な表示変更を除いて、過年度の財務諸表を再表示する必要はないことが明記されている。

この規則に従って、EDFの2024年12月31日現在の財務諸表では、新しい規則に従った再表示は行われていない。しかしながら、当期財務諸表との比較可能性を確保するために、表示の変更が行われている。

比較数値の「2024年」の欄においては、財務諸表の新フォーマットに合わせて、貸借対照表または損益計算書の特定の項目について再分類、グループ化または細分化が行われている。

主な変更は以下のとおりである。

- ・ 損益計算書：
 - － 「棚卸資産および資本財の変動」は、「在庫生産の増加」と「資本財」を区別して細分化された。
 - － 「費用振替額」は、元の費用勘定の貸方に振り替えられた。
 - － 「その他の購入および対外費用」は、「原材料およびその他消耗品の購入」、「棚卸資産の変動」、「その他の購入および対外費用」を区別して細分化された。
 - － 「人件費」は、「給与」と「社会保障負担金」を区別して細分化された。
 - － 「減価償却費および償却費」ならびに「引当金繰入額および減損」は、新たな表示に基づいて細分化された。
 - － 「金融損益」は、新たな表示に基づいて細分化された。
 - － 「臨時損益」は、「臨時収益」と「臨時費用」を区別して細分化された。
- ・ 貸借対照表：
 - － 「有形固定資産および無形資産」は、複数の固定資産の区分に細分化された。
 - － 「棚卸資産」は、「原材料およびその他消耗品の購入」と「仕掛品」を区別して細分化された。
 - － 「金融負債」は、「社債」、「金融機関からの借入金」、「その他の借入金および金融負債」を区別して細分化された。
 - － 「営業、投資およびその他の負債」は、「買掛金」、「税金および社会保障費負債」、「その他の負債」、「繰延収益」を区別して細分化された。

ANC規則第2022-06号の適用に伴う変更の影響の詳細は、本注記に記載されている。

1.2 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上され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に関する仮定に基づいている。

EDFが見積りおよび判断を使用した主要な要素は以下のとおりである。

1.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

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、原子力発電所の操業を続けることである。

したがって、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、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年度以降、900MW系列の稼働中の発電所に関して、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、減価償却期間が40年から50年に延長された。2021年度には、1,300MW系列の減価償却期間が50年に延長された。

1,450MW系列の原子炉（ショーおよびシヴォーの原子炉4基）は、比較的新しいため、現段階では減価償却期間は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年を超える継続的な稼働については、互いに独立した2件の審査を実施中である。

- ・ 900MW系列の第5回10年検査について：EDFは2023年6月に10年検査に関するガイドライン文書をASN⁽¹⁾に送付し、ASNは2024年12月に当該文書に関する見解を公表した。当該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。審査完了後に、ASNRは900MW原子炉の運転をさらに10年間継続するかについて、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年度中頃に見解を公表する予定である。

(1) 2025年度に、ASN（原子力安全当局）は、ASNR（原子力安全・放射線防護機関）に名称が変更された。

- ・ 稼働期間の審査について：全系列を対象に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、ASNRが定める日程表および2023年6月22日付法律第2023-491号の枠組みの一環で行われており、ASNRは、60年を超えて原子力発電所の稼働を継続する条件について、評価および検証フェーズを経た後、2026年度末に見解を提示する。

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、規制の変更ならびに技術的なプロセス、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確実に引き当てられるように、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22.2.1.5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、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。
- ・ 割引率や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系列および1,300MW系列の発電所については50年、1,450MW系列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。

2025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22.2.3.4に記載されている。

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に記載のとおり、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.2.5 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）ならびに建設中の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更新している（注記14を参照）。

1.2.6 投資有価証券の減損

投資有価証券は各年度末に、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、換算差額準備金および外貨のヘッジ手段に係る損益などのボラティリティ要素を調整した、年度末における子会社の連結自己資本持分価額に基づいて決定される。

当該使用価値は、必要に応じて、以下のいずれかを参照して見積られる「アップサイド」（潜在的なプラスのマージン）により補完される。

- ・ 決算日現在で入手可能な最良の情報に基づいて算定された割引キャッシュ・フロー。これらのキャッシュ・フローは、最初の数年間は予算に、その後は中期計画（MTP）に対応しており、MTP対象期間後のキャッシュ・フローは、毎年更新される財務推移およびシナリオ作成プロセスを通じて策定された長期的仮定に基づいて見積られる。
- ・ 比較可能な企業パネルの平均EBITDA倍率。
- ・ 時価総額。

投資有価証券の減損テストは、特にエネルギー価格の変動について使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける（注記15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のEPR

原子炉の最初の稼働は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日に電力網へと接続された。2025年度には、ASNRから公称出力の80%を超えることについて承認を受けて、段階的な出力上げを継続し、2025年12月14日に公称出力の100%に達した。2026年度には調整試験を継続し、発電所の工業稼働開始を宣言する予定となっている。

当該原子炉の出力を引き上げる中で、初期炉心の相当数の核燃料集合体に密閉不良のリスクが検出された。予防措置として、第1サイクルで照射した集合体はどれも第2サイクルでは再装荷されない。炉心は初回総合検査で完全に取り出される予定となっており、今後のサイクルで再装荷可能な集合体を正確に判断するために、集合体の分析および健全性検査を行う。このため、2025年6月30日現在、燃料在庫の減損65百万ユーロが認識されていた（注記16（1）を参照）。

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。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1,300MW原子炉の第4回10年検査についてのASNRとの継続的な検討から得た情報、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が織り込

まれており、2025年度末現在、同期間の投資額は現在のユーロ換算で363億ユーロ（2021年のユーロ換算では326億ユーロ）となっている。この金額には、2022年度から2025年度までの期間に実施された応力腐食現象関連作業13億ユーロ（現在のユーロ換算）が含まれている。2025年度において、投資総額は50億ユーロである。

2.1.3 EPR2プログラムの予想費用見積り：728億ユーロ

技術性熟成度レビューおよびプロジェクト完成費用の統合が進行中である。また、EDF取締役会は、政府に認可されたEPR2原子炉6基に係る資金調達原則を2025年6月19日に承認した。当該原則では、フランス政府とEDFとの当該プログラムの共同出資および公的支援措置が規定されている。

2025年12月18日、EDFは、パンリー、グラヴリースおよびビュジェの用地におけるEPR2原子炉6基の建設プログラムの暫定的な見積りを取締役に提示した。金額は、728億ユーロ（2020年のユーロ換算）となっている。この見積りは、2026年度第1四半期に新型原子力に関する省庁間代表部（DINN）の監査を受ける予定である。2026年度に関して、取締役会は、当該プログラムに割り当てられた27億ユーロの予算を承認した。パンリーの最初のEPR2原子炉は2038年度の稼働を目標としており、その後、他の原子炉が12～18か月間隔で稼働開始する予定である。

2025年3月のフランス原子力政策評議会の会合において発表されたとおり、当該プログラムは政府による支援措置の対象となり、これは2025年11月19日に欧州委員会の承認に付されており、2026年度後半の最終投資決定が見込まれる。当該措置には以下が含まれる。

- ・ 建設費用の50%以上を対象とする優遇条件付きの公的融資。
- ・ 操業期間中の収益を保証する差金決済契約。
- ・ EDFの責任範囲内のリスクについてはEDFが説明責任を負う一方で、制御不能な事象に対しては保護が提供されるリスク分担契約。

これらの措置は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）に定められた国家補助に関する規定を確実に遵守するように、欧州委員会から承認を得る必要が依然としてあり、EDFが2026年度末に最終投資決定を下す見通しである。通知書類は、フランス政府が2025年11月に提出した。

2.1.4 ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに係る最新情報

2016年7月28日にEDF Energyの取締役会が下した最終投資決定（FID）を受けて、EDF Energy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）。

2024年1月のヒンクリー・ポイントCプロジェクトの見直しにより、建設の日程および費用の再評価が行われ、3つのシナリオが検討された。第1のシナリオでは1号機による発電開始目標を2029年とし、第2のシナリオ（基本ケース）は発電開始を2030年、悲観的なシナリオでは、1号機の発電開始を基本ケースより12か月遅れて2031年とした。現在、当該プロジェクトでは、1号機の発電開始を2030年と見込んでいる。プロジェクト完成費用は現在、350億英ポンド（2015年の英ポンド）と見積られている。12か月の遅延が生じた場合、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。

このプロジェクトは、2025年度に以下のマイルストーンを達成した。

- ・ 2025年3月に1号機燃料建屋で貯蔵プール周囲の第1層コンクリートの打設を行った。
- ・ 2025年7月17日に2号機のドーム吊り上げを実施した。
- ・ 2025年8月に1号機の安全建屋で中圧安全注入ポンプ4台を設置した。
- ・ 2025年9月に1号機の安全建屋で最初の配電盤を設置した。
- ・ 2025年10月に避難トンネル関連作業を完了し、1号機および2号機の避難建屋に接続した。
- ・ 電気機械組立て（MEH）の進捗は、予定より遅れている。行動計画が実施されており、設置ペースは2026年度に加速を続ける見込みである。

当初のCGNとの共同出資コミットメントが完全に消化されていることから、当該プロジェクトは2023年度末以降、EDFによる資本の任意拠出のみを資金源としている。そのため、CGNの持分は、FID時点の33.5%から2025年12月31日現在の23.31%に希薄化しており、EDFが残りの76.69%を保有している。

EDFは、Apolloと、社債を通じた45億英ポンドを上限とする資金提供契約を締結した。2025年6月、EDFは当該契約に基づき第1トランシェで15億英ポンドを借入れ、今後15億英ポンドずつの2つのトランシェで借入を行うオプションを有している。EDFは、同プロジェクトの営業運転開始までの資金調達ニーズを満たすために、解決策を引き続き模索している。（注記2.2.6を参照）。

また、2025年11月4日に実施されたサイズウェルCプロジェクトのファイナンス・クロージングを受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が92.50英ポンド/MWhから89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）に引き下げられ、その対価として、サイズウェルCは、サイズウェルCが享受したHPCプロジェクトにおける知見および系列効果に対する報酬をHPCに支払った。

2025年12月31日現在、減損テストの枠組みで採用されていた仮定の修正により、（3,552）百万ユーロの減損を認識した。そのうち（1,783）百万ユーロは、サイズウェルCの最終投資決定を受けて、ヒンクリー・ポイントCの差金決済契約の行使価格が3英ポンド/MWh減の89.50英ポンド/MWh（いずれも2012年の英ポンド）に引き下げられたことに関連している。しかしながら、EDF Energyの使用価値は、良好な業務および財務パフォーマンスに加え、サイズウェルCが享受したノウハウおよび系列効果に関してヒンクリー・ポイントCに支払われた16億英ポンドが計上されたことを主な理由として、改善した。したがって、EDF Energyの使用価値は、2025年12月31日現在のEDF Internationalの証券価値の上昇に寄与した。

2.1.5 2025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373.0TWh（2024年12月31日現在361.7TWh）であったが、これは、EDFが2025年10月13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（350-370TWhの範囲から365-375TWhの範囲に修正）に一致する。

2.2 資金調達活動

2.2.1 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、満期5年、SOFR+1.15%の変動クーポン付き優先グリーンボンド「フォルモサ債」を発行し、500百万米ドルを調達した。

この発行による純収入と同額が、フランスにおける既存の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⁽¹⁾において定義され、欧州タクソノミに合致する投資の資金調達および／または借換えに充てられた。

(1) グリーンファイナンスの枠組み（Green Financing Framework）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である。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。なお、フランスにおける原子力発電所の炭素集約度は4gCO₂/kWh⁽²⁾である。

(2) EDFの原子力発電kWhのライフサイクル分析。

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、台北証券取引所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。

2.2.2 額面19億米ドルのマルチ・トランシェ優先債の発行

2025年1月6日にEDFは、以下の3つのトランシェから成る優先債を発行し、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%。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。

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。

2.2.3 既存の社債に係る480百万ユーロおよび100百万英ポンドの追加発行

2025年1月24日にEDFは、以下の4つのトランシェから成る既存の債券シリーズ⁽³⁾と同等の新たな社債により、480百万ユーロおよび100百万英ポンドを調達した。

(3) 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。

- ・ フランスにおける原子炉の稼働期間延長の資金調達を目的として2023年12月5日に発行されたグリーンボンドと同等の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と同等の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調達を目的として2024年6月17日に発行されたグリーンボンドと同等の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%）。
- ・ 英国におけるヒンクリー・ポイントCプロジェクトの建設に対する投資の資金調達を目的として2024年11月8日に発行された社債に同等の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%）。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。

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。

2.2.4 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つのトランシェから成る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ボンド、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ボンド、満期30年、固定クーポン5.231%。

これらのカナダドル建てグリーンボンドの発行による純収入と同額が、フランスにおける既存の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⁽¹⁾に定義され、欧州タクソノミに合致する投資に充当された。

(1) グリーンファイナンスの枠組み（Green Financing Framework）およびセカンド・パーティ・オピニオン（Second Party Opinion）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。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。

これらのカナダドル建て社債の決済および交付は、2025年2月6日に行われた。

2.2.5 額面22.5億ユーロのマルチ・トランシェ優先グリーンボンドの発行

EDFは2025年4月30日に、以下の3つのトランシェから成る優先グリーンボンドを発行し、22.5億ユーロを調達した。

- ・ 750百万ユーロの社債、満期7年、固定クーポン3.250%。
- ・ 10億ユーロの社債、満期12年、固定クーポン4.000%。
- ・ 500百万ユーロの社債、満期20年、固定クーポン4.625%。

この発行による純収入と同額が、以下の投資の資金調達および／または借換えに充てられた。

- ・ 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の延長。
- ・ 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：英国におけるヒンクリー・ポイントCのEPR原子炉1組の建設プロジェクト。

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・オピニオンの評価を受けてミディアム・グリーンの格付け⁽²⁾を付与された、2025年4月28日に更新されたEDFのグリーンファイナンスの枠組みに定義される適格プロジェクトのカテゴリに合致している。

(2) グリーンファイナンスの枠組み（Green Financing Framework）およびセカンド・パーティ・オピニオン（Second Party Opinion）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。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。

決済および交付は2025年5月7日に行われ、当該社債は同日付でユーロネクスト・パリの規制市場での売買が認められた。

2.2.6 Apolloとの合計45億英ポンドを上限とする非上場社債発行契約の締結

2025年6月20日、EDFは、EMTNプログラムを通じ、非上場私募により総額45億英ポンドを上限とする社債発行契約をApolloと締結したことを発表した。

当該社債は3つのトランシェで発行され、それぞれが12年を最長満期とする。最初のトランシェ15億英ポンドは、2025年6月26日に発行された。EDFは、残りの2つのトランシェを2026年度および2027年度に発行するオプションを有している。この2つのトランシェにより、2025年12月31日現在、30億英ポンド（34億ユーロ相当）のオフバランスシート・コミットメント（受取）が計上される（注記28.2.2参照）。

この取引により、EDFは今後3年間にわたり、英国における英ポンド建て投資（特にヒンクリー・ポイントCプロジェクト）の資金の相当な部分を確保することができる。

2.2.7 額面758億円のマルチ・トランシェ優先債の発行

EDFは2025年7月3日に、以下の3つのトランシェから成る優先「サムライ」債を発行し、758億円を調達した。

- ・ 479億円の社債、満期3年、固定クーポン1.550%。
- ・ 196億円の社債、満期5年、固定クーポン1.875%。
- ・ 83億円の社債、満期10年、固定クーポン2.394%。

同取引により、EDFは、将来の低炭素電力システムの構築に向けた戦略の資金調達および満期が近い債務の借換えが可能となる。

2.2.8 額面10億豪ドルのマルチ・トランシェ優先「カンガルー」債の初回発行

EDFは2025年8月21日に、2つのトランシェから成る優先「カンガルー」債を発行し、10億豪ドルを調達した。

- ・ 500百万豪ドルの社債、満期10年、固定クーポン5.636%。
- ・ 500百万豪ドルの社債、満期20年、固定クーポン6.627%。

同取引により、EDFは、将来の低炭素電力システムの構築に向けた戦略の資金調達と、投資家基盤の拡大が可能となる。

決済および交付は、2025年8月28日に行われた。

2.2.9 Enedisが運営するフランスの公共配電網の近代化および耐障害性の強化を支援するための欧州投資銀行（EIB）との500百万ユーロの融資契約の締結

- ・ この資金調達により、配電網運営者であるEnedisは、気候変動に対する配電網の耐障害性強化および分散型再生可能エネルギーの接続への投資が可能となる。
- ・ これは、エネルギー移行および配電網の適応に係る総額10億ユーロの資金調達プログラムの第2フェーズである。
- ・ EDFと欧州投資銀行は、Enedisによるエネルギー移行に関連する投資の資金提供に関する長年にわたるパートナーである。

フランス国土の95%の地域で配電網を運営する公共サービスであるEnedisの株主として、EDFは欧州投資銀行との間で、気候変動の影響に対する配電網の耐障害性の強化および分散型再生可能エネルギーの接続などを目指すEnedisの投資プログラムを支援するための10億ユーロの借入契約を締結している。

2024年度～2025年度のEnedisの資金ニーズに対応するための、この10億ユーロの融資は2段階で実施され、2024年度に最初の500百万ユーロが融資され、そして2025年7月に2回目の同額の融資が締結された。

EDFの長年にわたる金融パートナーである欧州投資銀行は、欧州連合の政策目標達成に貢献する大きな可能性を持つ革新的なプロジェクトを支援しており、その代表的なものとして、地球温暖化に対する政策および欧州グリーンディールが挙げられる。欧州グリーンディールは、温室効果ガスのネット排出量を2030年までに、1990年の水準と比較して少なくとも55%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を予定している。このカーボンニュートラルは、大規模な電化と、エネルギー移行の基盤となる、強靱で機敏な最新の配電網によって達成される。

欧州投資銀行の融資はまた、欧州連合をロシアのエネルギー供給から自立させることを目指す欧州プログラムである、REPowerEUの一環を成している。

2.2.10 額面12.5億ユーロのハイブリッド・グリーンボンドの発行

2025年9月29日にEDFは、2031年度までの初期クーポンが4.375%であり、EDFによる償還オプションを5.5年後とする新たな永久超劣後債を発行し、12.5億ユーロを調達した（注記21.1を参照）。

同取引により、EDFは、2050年度までのカーボンニュートラルの達成に寄与する戦略および目標の資金調達が可能となる。この新規社債による純収入と同額が、フランスにおける既存の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⁽¹⁾に定義され、欧州タクソノミに合致する投資の資金調達および／または借換えに充てられる。なお、フランスにおける原子力発電所の炭素集約度は4gCO₂/kWh⁽²⁾である。

(1) グリーンファイナンスの枠組み（Green Financing Framework）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である。

(2) EDFの原子力発電kWhのライフサイクル分析。

新規社債の決済および交付は、2025年10月6日に行われた。

2.2.11 既存のハイブリッド債の2つのトランシェに係る償還募集の開始

2025年9月29日にEDFは、以下を目的とする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501.3百万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628.7百万英ポンドの永久超劣後債1,250百万英ポンド。

EDFは2025年10月7日に償還募集の最終的な結果を発表し、これを受けて2025年10月9日に以下が行われた。

- ・ 2014年1月に発行された当初1,000百万ユーロの社債に関し、現在の流通額501.3百万ユーロのうち218.5百万ユーロの部分的償還。すなわち、償還分を除く残存額面価額は2025年12月31日現在、282.8百万ユーロである（注記21.1を参照）。
- ・ 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し、現在の流通額628.7百万英ポンドのうち469.1百万英ポンド（539百万ユーロ相当）の部分的償還。すなわち、償還分を除く残存額面価額は2025年12月31日現在、159.6百万英ポンド（182.9百万ユーロ相当）である（注記21.1を参照）。

2025年12月16日にEDFは、これらの2014年1月発行の社債に関する残存額面価額282.8百万ユーロおよび2013年1月発行の社債に関する159.6百万英ポンド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。それぞれ、2026年1月22日および2026年1月29日に償還された（注記21.1および注記25（4）を参照）。

また、EDFは2025年6月30日以降、合計750百万ユーロの私募債発行および2019年12月9日に発行された社債と同等の50百万ユーロの追加発行（当初満期30年、固定クーポン2.000%）を行っている。

2.2.12 銀行借入金74億ユーロの早期返済

2025年10月22日、EDFは、合計74億ユーロ相当の3年から5年で満期が到来する銀行借入金の早期返済を発表し、うち69億ユーロが2025年度に、5億ユーロが2026年1月に返済された（注記25（2）を参照）。

各借入金の早期返済は利息支払日に行われるため、金銭的ペナルティは適用されない。

2.3 その他の進展

2.3.1 営業方針

2025年3月6日にEDFは、卸売市場の価格ボラティリティに対する顧客のエクスポージャーを低減するために、中長期の低炭素電力契約の選択肢を広げる営業方針の展開に本格的に取り組んでいることを発表し、電力集約型顧客向けに、原子力発電割当契約12件を含む18件の長期契約を締結した。

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。

期末日現在において、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のバランス責任企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会（Commission de régulation de l'énergie、CRE）に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は、決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

EDFグループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

発電容量メカニズム

ピーク期間中の確実な電力供給を確保する目的で、フランスにおいて発電容量メカニズムが設定された（注記3.1を参照）。

発電所運営者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。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。
- ・ 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）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国務院は、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36kVAまで確保されていた（「青色」料金）。受益者の契約電力に関する制限は、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号の適用により、2025年2月1日より撤廃された。したがって、かかる消費者は電力量36kVAを超える施設について、規制販売料金の適用を受けることができる（「黄色」料金）。

料金改定

期間ごとの売上高の比較可能性は、下表に記載する2024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
2024年1月18日	+9.5 %／+0.18 %	+5.7 %／-3.55 %	2024年1月29日	2024年2月1日
2025年1月15日	-15%／-22.61%	-15.06 %／-22.67 %	2025年1月28日	2025年2月1日
2025年6月19日	-0.39 %／-1.27 %	+0.07 %／-0.76 %	2025年7月25日	2025年8月1日
2026年1月14日	-0.74 %／-0.24 %	-1.58 %／-1.29 %	2026年1月28日	2026年2月1日

「TURPE」送配電網使用料金

TURPE 6および7の配電料金

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l'Énergie）による承認後、TURPE 6の送電（高電圧）およびTURPE 6の配電（中電圧-低電圧）に係る2021年1月21日付の2つの決定を公表した（フランスの2021年4月23日付官報第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。なお、2023年8月1日の改定率は+6.51%であった。

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配電料金の特例的な+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、TURPE 7の配電料金の水準を発効時から変化させないことにあった。

2025年3月13日、CREは、TURPE 7の配電料金に関する決定を含む決定第2025-78号を公表した。当該決定は、資産に係るマージンを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。しかし、電化費用償却基金（FACE）がTURPEからフランス国家予算に移転されることから、TURPE配電料金は2025年8月1日に1.92%引き下げられた。

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。EDFにおいては、電力平準化基金は島部エネルギー・システム（SEI）（2025年度249百万ユーロ）に関連している。

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。

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	2024年度	2025年度	2026年度
価格（ユーロ/kW）	27.1	14.7	4.4

2026年度の引渡しについて10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。2024年4月15.5ユーロ/kW、2024年9月6.1ユーロ/kW、2024年10月3.5ユーロ/kW、2024年12月2.5ユーロ/kW、2025年3月3.2ユーロ/kW、2025年5月3.6ユーロ/kW、2025年6月3.3ユーロ/kW、2025年9月3.5ユーロ/kW、2025年10月2.6ユーロ/kW、2025年12月0.1ユーロ/kW。

現在の発電容量メカニズムは、2026年11月末に終了する。

2025年12月22日付の欧州委員会の回答は、通知されていた法規制が国家補助に関するEU法を遵守するものであることを確認するものであり、これを受けて、2025年12月31日付政令第2025-1441号は、新たな容量メカニズムの実施に関する規制を定めている。

同メカニズムは、以下の原則に基づき整備される。

- ・ RTEは、地方当局に代わり、一定の供給期間について、フランスにおける電力供給を確保するために必要な発電容量（MW）を契約する。当該期間は、2暦年にまたがる電力需要のピーク期（冬季）に相当する。
- ・ 契約は、通常の営業条件で2回の入札実施後に締結される。1回目の入札は供給期間の4年前に、2回目の入札は供給期間の1年前に行われる。落札した事業者は、供給期間のピーク期間中に発電容量を保証する契約を締結し、実際にその発電容量が確認されることを条件に、支払を受ける。発電容量の保証は、二次市場で取引できる（RTEに発電容量を保証した事業者は、かかる保証を他の事業者に譲渡できる）。発電容量の保証に関する契約の費用は、RTEが徴収する税を通じて、需要逼迫時の消費量に応じ、小売電力事業者および電力卸売市場から直接電力を購入する消費者に（自社の損失電力量については電力網事業者に）転嫁される。

既存の原子力発電への規制アクセス（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アクセス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。

以下に詳述する2022年4月から12月までの追加電力20TWhを除き、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月以降、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年度以降、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、法定上限の120TWhを超えることはできない。

2011年4月28日付省令に基づき、2025年度の当該限度量の合計は、100TWhに定められている。

したがって、ARENH制度の最終適用年度である2025年度において、代替供給業者が同制度に基づき申請した電力量は134.93TWhであったが、実際に割り当てられたのはその74.12%であった。需要水準は、2024年度（130.41TWh）をやや上回っている。

2022年4月から12月までの追加電力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。

この措置は当社に重大な不利益を与えるため、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年度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。

ARENH後の市場枠組み

ARENH制度は、2025年12月31日に終了した。2025年財政法第17条に定められた新しい制度では、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（この支払は「ユニバーサル原子力発電料金」（以下「VNU」という。）と呼ばれる）。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過去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。

この原子力発電費用の評価方法を定めた2025年9月5日付政令第2025-910号を適用し、CREは、2025年9月30日に総費用の評価を発表し、2026年度から2028年度の期間は60.3ユーロ/MWh、2029年度から2031年度の期間は63.4ユーロ/MWh（いずれも2026年のユーロ換算）とした。

2026年2月11日付省令は、2026年度～2028年度の期間について、課税閾値を78ユーロ/MWh、上限閾値を110ユーロ/MWhに設定している。

VNUの適用条件に関する2026年2月4日付政令第2026-55号は、VNUの金額の算定要素、および消費者の電気料金減額として電力供給業者に移転する仕組みを定めている。2026年2月4日付省令は、VNUを電気料金請求書に表示する方法を定めている。

消費者の電気料金請求書に適用される減額は、毎年、省令によって定められる予定である。

2026年度について、CREが2025年11月30日付で公表した原子力発電所収益の最新の見積りは、66.08ユーロ/MWhである。

水力発電委譲の法的枠組み

水力発電委譲の法的枠組みは、変更される予定となっている。フランス首相が2025年8月28日に発表したプレスリリースでは、フランス政府に送付されていた2件の催告について、是正に向けてフランスと欧州連合の間で基本合意に達したことに言及している。同催告では、EDFによる市場支配的地位の濫用の疑い、および期限切れの水力発電事業権の入札を実施しなかったことが指摘されていた。フランス政府が提案する基本合意の枠組みは、次の3点に基づいている。

- ・ 水力発電事業の運営を事業権制度から認可制度に移行すること。
- ・ 現在の事業者の維持を選択できるようにすること。これは、発電施設の安全性の確保、水資源の管理、技能・現地雇用の維持および地域への価値還元などの課題の観点から、発電所の運営の継続性を確保するために不可欠であり、かつ、公共の利益に資する。
- ・ 最終的に消費者の利益となるように、EDFが6GWの水力発電容量を第三者に売却すること。この仮想発電容量は、CREの監督のもとで、競争入札を通じて売却される。

フランス政府が提案した当該合意は、今後、フランスで国内法化する必要があり、この過程を経ることで、水力発電の拡大および新規大型プロジェクトの着工が可能になる。この目的で、2026年1月13日に提出された「エネルギー移行に貢献するために水力発電部門の投資を再開するための」法案が2026年2月5日にフランス国民議会で可決され、現在は上院の審理に付される予定となっている。

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)	2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在
エネルギー売上高*	61,098	69,717
電力	50,071	59,555
ガス	11,027	10,162
サービスおよびその他の売上高	2,294	2,618
純売上高	63,392	72,335

* 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95億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。この変動は主として、規制料金および市場価格における販売に対する価格効果およびマイナスの量的効果に起因する。

- ・ 規制料金における販売については、マイナスの価格効果は主に、2025年2月1日の料金の指数連動（住宅顧客向け「青色」料金-22.61%（税抜き）／非住宅顧客向け「青色」料金-22.67%（税抜き））に起因する。
- ・ 市場価格契約については、観察された市場価格の低下もまた、同セグメントにおける売上高の減少の主な理由である。

売上高の減少はまた、エネルギーが購入義務に及ぼす不利な価格効果にも関連している。

ガスに関しては、売上高の9億ユーロの増加は主に、EDF Tradingによる販売量の増加によるものである（注記7を参照）。

注記4 補助金

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在
補助金	11,804	6,928

2025年1月1日に、ANC規則第2022-06号により投資補助金の表示方式が変更された。投資補助金の損益振替分は、新しい臨時損益の定義（以後、重大かつ非経常的な事象および性質上特別な一部の要素に限られる）に従って、営業利益に計上される。

2025年12月31日現在、損益に振り替えられた投資補助金の額は12百万ユーロに上る。比較として、2024年12月31日現在、当該額は13百万ユーロであり、臨時損益に含まれていた（注記11を参照）。

補助金には主に、2025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、受け取る予定の額が含まれており、これにより財務諸表上、2025年度における11,752百万ユーロの収益が認識された（2024年度6,861百万ユーロ）。その詳細は以下のとおりであった。

- ・ 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）の補償に係る収益8,885百万ユーロ（2024年12月31日現在3,018百万ユーロ）。この金額には特に、憲法院による2023年財政法第230条の取消しが2025年12月31日に発効したことに伴い、国が発電業者に返済する金額の補償が含まれている。これに相当する金額は、「その他の営業収益および費用」に計上されている（注記6を参照）。
- ・ 電力緩衝措置および上限料金措置に関連する2023年度および2024年度の収益損失の補填（109）百万ユーロ。この制度は2024年1月31日に終了し、2024年度に収益1,562百万ユーロが発生した。
- ・ 非相互接続地域および連帯地域に関連する収益2,976百万ユーロ（2024年12月31日現在2,281百万ユーロ）。

CSPEの収益に対応する額は、2025年12月31日現在、その他の負債に計上されている（注記17（4）を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）

公共電力サービス費用に関する補償メカニズム（Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie）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、以下のとおり

- ・ 2021年1月1日以降は、国の一般予算を通じて補償されている。
- ・ 2024年当初予算法以降は、ARENH価格補完により部分的に補償されている。
- ・ 2025年当初予算法以降は、暖房（電気、ガス、燃料油）消費税の一部により部分的に補償されている。

2025年度の費用の補償に当たり、フランスの2025年当初予算法は、86億ユーロの予算計画（P345）「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、コジェネレーション・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、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、ならびにフランス本土の電力網に接続していない地域（ZNI）に国の標準料金を適用することによるコストである。2025年度の予算割り当ては、2025年12月に年度末補正予算案による11億ユーロの補完を受けて、97億ユーロとなった。

電力消費税（旧称は電力の最終消費に係る内国税(TICFE)）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、2025年8月1日以降、住宅顧客の通常料率が29.98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軽減料率および免除も定められている。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

2019年9月27日に、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に以下の形で補償する旨の合意協定に署名していた。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、基礎原子力施設（INB）税、解体費用および従業員配置転換費用）。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。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、当該収益は財務諸表上で認識されていない。

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。

注記5 引当金および減損

（単位：百万ユーロ）	注記	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
リスク引当金の戻入額	22.1	497	131
リスク引当金の繰入額	22.1	(337)	(88)
リスク引当金純額		160	43
年金および類似債務 ⁽¹⁾	22.2.3	849	683
使用済燃料管理	22.2.1	1,202	1,113
放射性廃棄物長期管理	22.2.1	333	348
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	22.2.1	284	274
火力および水力発電所の廃炉	22.2.2	59	71
その他費用引当金 ⁽²⁾	22.2.4	42	205
費用引当金の戻入額		2,769	2,694
年金および類似債務	22.2.3	(477)	(466)
使用済燃料管理 ⁽²⁾	22.2.1	(560)	(4,058)

放射性廃棄物長期管理 ⁽³⁾	22.2.1	(29)	(869)
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	22.2.1	(285)	(399)
火力および水力発電所の廃炉	22.2.2	(328)	(131)
その他費用引当金 ⁽²⁾	22.2.4	(54)	(70)
費用引当金の繰入額		(1,733)	(5,993)
費用引当金純額		1,036	(3,299)
減損の戻入額		410	363
減損の計上額⁽⁴⁾		(440)	(735)
減損純額		(30)	(372)
引当金および減損		1,166	(3,628)
戻入額合計		3,676	3,188
繰入額合計		(2,510)	(6,816)

- (1) 2025年度は、本項目は、2026年社会保障財政法の可決に関連して、2023年度に発効した年金改革の停止により生じた68百万ユーロを含む（注記22.2.3（2）を参照）。
- (2) 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、使用済燃料管理引当金に3,291百万ユーロの追加繰入を行った（2024年度の財務諸表に対する注記26（1）および注記26.1を参照）。
- (3) 2024年度にEDFは、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵（Cigéo）費用の修正に関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（2024年度の財務諸表に対する注記26（1）および注記26.2を参照）。
- (4) 2024年度にEDFは、NUWARDプロジェクトに関連する無形資産の全額（補助金控除後）について減損を計上するために、115百万ユーロの減損を計上した（注記13（1）を参照）。

注記6 その他の営業収益および費用

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
その他の営業収益	912	1,156
費用振替額 [*]	-	88
その他の営業収益および費用振替額	912	1,244
その他の営業費用	(6,124)	(3,612)
その他の営業収益および費用合計	(5,212)	(2,368)

* 2025年1月1日に、ANC規則第2022-06号により、費用振替の処理が廃止された。費用振替は、営業損益の「その他の営業収益」に表示された保険金に関連する振替を除き、元の費用の貸方に計上される。

2025年度のその他の営業費用は（6,124）百万ユーロであった（2024年度（3,612）百万ユーロ）。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、バランス責任企業としての範囲に係る差額として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の形で返済しなければならない。

負の補助金が発生する場合、2022年改正財政法第38条では、発電業者が返済すべき金額に上限を設けるすべての追加報酬契約の利益に関して、当該利益を発電業者と国の間で分配する仕組みを規定していた。この仕組みは、省令に定める基準価格に基づいていた。この基準価格によって、発電業者の契約に定められた返済額上限が全面的に適用されるか、部分的に適用されるか、または全く適用されないかが決定されていた。フランス憲法院は、2023年10月26日付の決定第2023-1065号QPCにおいて2022年改正財政法第38条を廃止した。その後、2023年財政法第230条により、当初返済額上限を定めていた追加報酬契約に基づき発電業者が返済すべき金額の上限は、2022年1月1日から遡及的に廃止された。2025年1月24日付の決定第2024-1119/1125号QPCにおいて、憲法院は、この金額閾値の全面撤廃を取り消した。ただし、この取消しの発効は延期され、遅くとも2025年12月31日に定められた。2025年12月31日までに立法措置が講じられなかったことから、2025年12月31日現在計上されたその他の項目には、この決定の実施による影響が含まれている。なお、かかる仕組みは、CSPE（公共電力サービス負担金）によって相殺されるため、EDFの営業利益には影響しない（注記4を参照）。

2025年12月31日現在、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60百万ユーロ（現場従業員の給与および社会保障費16百万ユーロ、商品およびサービス購入39百万ユーロ、主に給与税、エネルギー税および地方税などの所得税以外の税金5百万ユーロ）。
- ・ 閉鎖後に発生が見込まれる費用に関して協定に定義されている補償額23百万ユーロ。これは注記4に記載された方法に基づき損益計算書上、営業補助金として認識されている。

省エネ証書

会計原則および会計処理方法

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、省エネ義務が課されている。

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のための計画の支援、国家公認の省エネ証書制度への資金提供、および流通市場における証書購入である。

EDFは、フランスのプランコンタブルジェネラルに関するANC規則第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。

注記7 その他の購入および対外費用

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
原材料およびその他消耗品の購入(1)	27,935	29,054
棚卸資産の変動(1)	-	249
その他の購入および対外費用(2)	19,848	18,885
その他の購入および対外費用合計	47,783	48,188

- (1) 原材料およびその他消耗品の購入は、購入燃料使用分を含む。これには、エネルギー生産のための原材料に関連する費用（主に核燃料および核分裂性物質、化石燃料、ガス、ならびに重要でない割合の石炭および石油）、核燃料サイクルに関連するサービスの外注、および購入義務メカニズムに関連するエネルギー購入が含まれる。同項目の減少は主に、原子力発電が向上する中、電力購入がより有利な価格で行われたことに起因する（注記2.1.5を参照）。

購入ガス使用分は、ガスの売上高増加とともに増加している。

ガス購入に関して確認された増加は主に、国際市場で行われた購入に関係している。

この項目は、温室効果ガス排出証書の使用分（注記16を参照）も含む。

－ 2025年度の排出量は3百万トン（2024年度3百万トン）である。

－ 2025年度にEDFは、2024年度中に発生した排出に関して3百万トンを提出した（2024年度は、2023年度中に発生した排出に関して4百万トンを提出）。

- (2) その他の購入および対外費用は主に、子会社であるEnedisが請求する配送網接続料から成るサービス購入を含む。引渡しを除くと、サービス購入は2024年度から2025年度にかけて160百万ユーロ減少し、2024年度はフラマンヴィル3のEPRの主要二次回路の接合部の修理作業に関連する費用181百万ユーロを含んでいたが、2025年度はそれに相当するものはない。

注記8 法人所得税以外の税金

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
給与税	209	201
エネルギー関連の税金	1,187	1,120
地域経済拠出金	383	449
資産税	344	328
その他税金	395	368
法人所得税以外の税金合計	2,518	2,466

注記9 減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
無形資産償却費	385	389
有形固定資産減価償却費		
・ EDF所有	4,566	4,213
・ 委譲運営(1)	383	358
固定資産の減価償却費および償却費合計	5,334	4,960
その他の減価償却費および償却費(2)	-	29
減価償却費および償却費合計	5,334	4,989

- (1) 当該減価償却費は、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。

- (2) 2025年1月1日より、ANC規則第2022-06号に準拠し、債務発行費用の繰延は金融損益に計上される（注記10（10）を参照）。2024年12月31日現在、これに該当する額は29百万ユーロであり、「その他の減価償却費および償却費」に含まれていた。

注記10 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
投資による収益(1)	4,080	4,719
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	1,836	1,952
受取利息および類似収益ならびに支払利息および類似費用	(3,277)	(4,309)
－ヘッジ後の長期金融負債に係る費用(2)	(2,912)	(3,322)
－その他(3)	(365)	(987)
外国為替差損益(4)	(446)	(153)
投資有価証券および金融資産の売却損益(5)	735	-
市場性のある有価証券および現金性金融商品の売却損益	(7)	(388)
引当金および減損の増加／減少：	7,912	(3,631)
－従業員給付に係る割引費用	(846)	(808)
－原子力引当金に係る割引費用(6)	(1,902)	(1,753)
－専用資産の投資有価証券の減損(7)	(10)	272
－市場性のある有価証券の減損(7)	(47)	289
－投資有価証券の減損(8)	10,235	(1,959)
－外国為替差損に係る引当金(9)	51	6
－債務発行費用に係る引当金 (10)	(30)	-
－引当金および減損の戻入額	579	397
金融損益	10,833	(1,810)

(1) 受取配当金は、主に以下に関係している。

- － EDF Trading、C3、EDF ImmoおよびEDF Développement Environnement（以下「EDEV」という。）の持株会社である EDF International（2025年度2,995百万ユーロ、2024年度は相当するものなし）。2025年12月31日現在、EDF Holding、C3、EDEVおよび EDF ImmoはEDF Internationalに合併されており、この合併は会計上および税務上の目的において2025年1月1日より遡及的に適用されている。したがって、2025年度にはEDF Holding（2,618百万ユーロ）、C3（296百万ユーロ）、EDF Immo（81百万ユーロ）からそれぞれEDF SAに配当金が支払われ、2,995百万ユーロの配当金となったが、合併の遡及効果により、これらはEDF Internationalからの配当金とみなされる。
- － EDF Holding（EDF Tradingの持株会社）（2024年度3,704百万ユーロ、2025年度は相当するものなし）。
- － C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2024年度257百万ユーロ、2025年度は相当するものなし）。
- － EDF Développement Environnement（EDEV）（2024年度52百万ユーロ、2025年度は相当するものなし）。
- － EDF Immo（2024年度37百万ユーロ、2025年度は相当するものなし）。
- － Enedis（2025年度448百万ユーロ、2024年度は相当するものなし）。
- － EDF Production Électrique Insulaire（PEI）（2025年度112百万ユーロ、2024年度107百万ユーロ）。
- － Framatome（2025年度75百万ユーロ、2024年度51百万ユーロ）。
- － C71（2025年度75百万ユーロ、2024年度5百万ユーロ）。
- － Eureizen（2025年度62百万ユーロ、2024年度35百万ユーロ）。
- － EDF Nam Theun Holding（2025年度60百万ユーロ、2024年度84百万ユーロ）。
- － C73（2025年度59百万ユーロ、2024年度7百万ユーロ）。
- － CTE（RTEの持株会社）（2025年度22百万ユーロ、2024年度119百万ユーロ）。
- － C45（2025年度12百万ユーロ、2024年度16百万ユーロ）。
- － C96（2025年度11百万ユーロ、2024年度は相当するものなし）。
- － Altaroad（2025年度11百万ユーロ、2024年度11百万ユーロ）。
- － C93（2025年度8百万ユーロ、2024年度39百万ユーロ）。

(2) 利息費用の減少は主に、借入コストの減少に起因する。

(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) 2025年12月31日現在、外国為替差損益は主に、2025年度の米ドルおよび英ポンドの下落を主な理由として、金融デリバティブに関係している。

(5) 2025年1月1日に、ANC規則第2022-06号により、専用資産に含まれる投資有価証券（TIAP）の売却による純利益の表示方式が変更された。当該利益は以後、臨時収益の新しい定義（重大かつ非経常的な事象および性質上特別な一部の項目に限定）に基づいて、金融損益に計上される。

2025年12月31日現在、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益は2,287百万ユーロに上り、これらは新しい規則に準拠して金融損益に表示されている。比較として、2024年12月31日現在、該当額合計583百万ユーロは臨時損益に含まれていた（注記11を参

照)。また、EDFはArabelle Solutions FranceおよびArabelle Electronics Franceの株式をArabelle Solutionsに売却した。同取引の売却損は、(1,553)百万ユーロである。

- (6) 2025年度は、割引の影響は、時の経過による割引の戻入れに係る費用(2,417)百万ユーロ、および資産の裏付けがない引当金について、割引率の変更の影響(注記22.2.1.5を参照)515百万ユーロから構成されている。
- 2024年度は、割引の影響は、時の経過による割引の戻入れに係る費用(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、割引率の変更の影響(注記22.2.1.5を参照)514百万ユーロから構成されていた。
- (7) この変動は、2024年度ほど好調ではなかった2025年度の金融市場動向によるものである。
- (8) 2025年度は、EDF Internationalの投資有価証券の減損の戻入れ8,922百万ユーロを含む(注記15.1(5)を参照)。また、EDFは2025年度に、合計1,530百万ユーロ(Arabelle Solutions Franceへの投資に関する1,528百万ユーロおよびArabelle Electronics Franceへの投資に関する2百万ユーロ)の減損の戻入れを、EDFによるこれら株式のArabelle Solutionsへの売却の際に計上した(注記10(5)および注記15.1(1)および(5)を参照)。
- 2024年度は、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15.1(5)を参照)。
- (9) 注記22.1(1)を参照。
- (10) 注記9(2)を参照。

注記11 臨時損益

2025年1月1日より、EDFは臨時損益の新しい定義を採用している。

プランコンタブルジェネラルに関するANC規則第2022-06号第513-5条に従って、以後、以下に挙げるもののみが臨時損益に計上される。

- ・ 重大かつ非経常的な事象に直接関連する収益および費用。
- ・ 特定の性質をもつ一部の項目、特に税務上の減価償却超過額。

2024年12月31日現在、臨時損益は703百万ユーロであり、主に以下から構成されていた。

- ・ 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。
- ・ 当期損益に振替えられた投資補助金の配分額13百万ユーロ(注記4を参照)。
- ・ 有形固定資産および無形資産の売却による純収益7百万ユーロ。
- ・ 廃棄済無形資産の正味帳簿価額(31)百万ユーロ。
- ・ 税務訴訟に対する引当金(31)百万ユーロ。

臨時損益の新しい定義を適用し、以下の再分類が行われた。

- ・ 専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益は以後、金融損益に表示され、その額は2025年12月31日現在、2,287百万ユーロである(注記10(5)を参照)。
- ・ 投資補助金の損益振替分は以後、営業損益の「補助金」の項目に含められ、その額は2025年12月31日現在、12百万ユーロである(注記4を参照)。
- ・ 税務訴訟に対する引当金は、重大かつ非経常的な性質を有していない。また、2025年度に計上された変動は以後、法人税の再評価に対応する部分(2025年12月31日現在196百万ユーロ)は「法人所得税」に含められる(注記12.2を参照)。法人税の再評価以外の会社の通常の営業活動に係る訴訟に対応する部分(2025年12月31日現在(1)百万ユーロ)については経常損益の「その他の費用引当金」の項目に、税務訴訟に対する引当金の対象となるすべての再評価事由に関連する財務部分(3百万ユーロ)は金融損益に計上される。
- ・ 有形固定資産および無形資産の売却による損益および正味帳簿価額は、営業損益に別々に表示される(損益計算書を参照)。
- ・ 無形資産の正味帳簿価額は以後、廃棄済有形固定資産の正味帳簿価額と同様に営業損益の「その他の営業費用」に統合され、その額は2025年12月31日現在、(216)百万ユーロである。

2025年12月31日現在、臨時損益は121百万ユーロであり、主に税務上の減価償却超過額の純戻入額122百万ユーロから成る。

注記12 法人所得税

12.1 納税グループ

1988年1月1日以降、EDF SA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2025年度において、Enedis、EDF International、EDF power solutionsおよびDalkiaを含む325社の子会社から構成されている。

12.2 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 SA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 SA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。

2025年度の損益計算書における「法人所得税」（1,068）百万ユーロには、以下が含まれる。

- ・ 連結納税グループの代表会社であるEDF SAの2025年度の税金費用（1,264）百万ユーロ（繰越欠損金1,335百万ユーロ考慮後）（2024年度の税金費用は（1,083）百万ユーロ）。その内訳は以下のとおりである。
 - － 2025年度のプラスの課税所得（臨時項目考慮前）に係る税金費用（1,563）百万ユーロ。
 - － 臨時損益に係る税金費用（66）百万ユーロ。
 - － 連結納税から生じた調整に対応する税金収益365百万ユーロ。
- ・ ANC規則第2022-06号の適用により、重大かつ非経常的性質を有さない法人所得税の再評価を填補するための部分について（注記11を参照）、税務訴訟に対する引当金の純戻入額196百万ユーロ。

法人所得税の特別課税

フランスの2025年財政法により導入され、2025年2月に可決されたこの特別課税は、2024年度および2025年度の法人所得税の平均額の41.2%に相当する。2025年12月31日現在、連結納税グループの代表会社であるEDF SAにおいて、当該特別法人税は、（538）百万ユーロとなっている。

2026年財政法案は、第4条において2026年度も特別課税を延長すると規定しており、同法案は2026年2月2日に可決された。したがって、2025年度および2026年度の法人所得税の平均に基づき算出される当該特別課税の影響額が、2026年12月31日現在の財務諸表に計上される予定である（2025年度の（266）百万ユーロを含む）。

「第2の柱」ルール

EDFグループは「第2の柱ルール」準拠している。当該ルールは、法人所得税の課税基準の引下げ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、最低税率15%を導入するものであり、2021年に135超の国や地域によって国際的な合意が形成された。

当該ルールは、簡素化のために現在も議論が続いている。2025年度において、EDFグループの連結財務諸表およびEDF SAの財務諸表に対する同ルールの影響は、10百万ユーロ未満である。

12.3 税額控除

以下の表に、EDF SAが計上した、2025年12月31日現在の所得税を減額するさまざまな税額控除の金額および性質がまとめられている。

		2025年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)		
研究に係る税額控除		31
寄付に係る税額控除		12
その他の税額控除*		1
税額控除合計		44

* その他の税額控除には特に、源泉徴収に関連する税額控除および家族関連税額控除が含まれる。

12.4 繰延税金

繰延税金は、プランコンタブルジェネラルに係るANC規則第2014-03号に準拠して策定されたEDF SAの財務諸表には反映されていない。

繰延税金は、各項目の会計上の価額と税務上の価額との差額により生じる。これらは一般に、期間差異により生じる。

- ・ 繰延税金資産は、将来の年度において損金に算入される費用、または将来の課税所得を減額する繰越欠損金を表している。
- ・ 繰延税金負債は、将来の会計上の費用で先に税務上損金に算入されたもの、または、会計上の収益で将来の年度に益金となり将来の課税所得を増加させるものを表している。

EDF SA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)	2025年12月31日 現在	2024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⁾	(17,878)	(17,803)	(75)
・ 金融商品および未実現為替差益	(3,739)	(6,510)	2,771
・ その他	(1,497)	(1,535)	38
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(23,114)	(25,848)	2,734
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	(865)	4,603	(5,468)
・ その他	3,696	3,674	22
標準税率を適用される繰延税金負債合計	2,831	8,277	(5,446)
・ 未課税資産譲渡益	-	-	-
・ 15%課税の損失引当金繰入額	(120)	(71)	(49)
軽減税率を適用される繰延税金資産合計	(120)	(71)	(49)
繰延税金の課税標準	(20,403)	(17,642)	(2,761)
標準税率による将来の未収税金	8,638⁽²⁾	9,259	(621)
軽減税率による将来の未収税金	18	11	7

- (1) これらは主に、従業員の雇用後給付、および係属中の税務訴訟において算入可能性に疑義が唱えられている費用に起因する未実現の税額控除に関係する。
- (2) 連結納税における繰越欠損金34億ユーロ、および2025年12月31日現在有効な標準税率の繰延税金52億ユーロを含む。

貸借対照表

注記13 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条に規定する資本計上要件を充足する開発費は、無形資産に計上され、3～27年の予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

事業権、特許権、ライセンス、商標権、工程、ITソリューション、権利および類似の資産

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（構成、適応、設定、インターフェイス）の費用は、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号を適用して資本計上され、償却される。

これらの無形資産は、内部創設か購入かにかかわらず、1～30年の予測耐用年数にわたり定額法で償却され、該当する場合は超過税務減価償却に計上される。

その他の無形資産

その他の無形資産は主に、確保された廃棄物貯蔵容量および電力網マッピングから成る。廃棄物貯蔵容量は、追加廃棄物量に応じて変動的に減価償却される。電力網マッピングは10年間にわたり定額法で償却される。

その他の無形資産は、2～30年の予測耐用年数に基づき、定額法で償却される。

資産の資金調達に帰属する、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、いかなる借入コストも無形資産費用に組み込まれない。

	2024年 12月31日現在 累計額	増加		減少		2025年 12月31日現在 累計額
総額（単位：百万ユーロ）		取得	創設	項目間の 振替	使用停止 資産関連	項目間の 振替
資本計上された開発費 ⁽¹⁾	262	-	-	5	-	-
事業権、特許権、ライセンス、商 標権、工程、ITソリューション、 権利および類似資産 ⁽²⁾	3,642	-	-	462	(212)	-
その他の無形資産	297	-	-	6	(7)	(7)
開発中の無形資産、前渡金および 未成業務支出金 ⁽³⁾	2,908	1,444	95	10	(213)	(473)
無形資産合計（総額）	7,109	1,444	95	483	(432)	(480)

	2024年 12月31日現在 累計額	(定額法または変動法による)		2025年 12月31日現在 累計額
償却費累計額（単位：百万ユー ロ）		償却費	使用停止資産関連	
資本計上された開発費	(96)	(3)	-	(99)
事業権、特許権、ライセンス、商 標権、工程、ITソリューション、 権利および類似資産 ⁽²⁾	(2,360)	(386)	208	(2,538)
その他の無形資産	(111)	(14)	8	(117)
無形資産償却費合計	(2,567)	(403)	216	(2,754)
無形資産の減損合計 ⁽¹⁾	(242)	(123)	38	(327)
無形資産合計（純額）	4,300	1,496	(658)	5,138

- (1) 2025年12月31日現在、「資本計上された開発費」および「無形資産の減損」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）に関連する調査費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12月31日現在、このプロジェクトのために現在までに資本計上された総額（補助金控除後）に相当する減損（115）百万ユーロを計上した（以下の詳細および注記5（4）を参照）。

- (2) 2025年12月31日現在、「事業権、特許権、ライセンス、商標権、工程、ITソリューション、権利および類似資産」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。
- (3) 2025年12月31日現在、開発中の無形資産には、特に、EPR2プロジェクトに関する調査費3,070百万ユーロ（2024年12月31日現在2,344百万ユーロ）が含まれている。

当期中の主要な進行中プロジェクトおよび投資

フランスの新原子炉：EPR2プロジェクト

2022年2月10日に、フランス大統領は2035年までにEPR2原子炉6基を建設し、2050年までのEPR2原子炉8基の増設に向けた調査を行うプログラムの着手を発表した。大統領はまた、これらの新EPR2ユニットはEDFが建設および運営することになると述べた。

EDFは、最初のEPR2原子炉6基に関して、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3組のユニットを建設することを予定している。

2024年度においては、EPR2プロジェクトにおける複数の重要なマイルストーン（原子力施設における「詳細設計（detailed design）」段階への移行、主要部品の製造開始に対するASNR（原子力安全・放射線防護機関）の許可）が達成されたが、これらに続き、2025年度には以下の進展があった。

- EDFの取締役会は、政府に認可されたEPR2原子炉6基に係る資金調達原則を2025年6月19日に承認した。当該原則では特に、政府とEDFによる当該プログラムの共同出資および以下の3種類の公的支援措置が規定されている。

- 建設費用の50%以上を対象とする優遇条件付きの公的融資
- 操業期間中の収益を保証する差金決済契約
- EDFの責任範囲内のリスクについてはEDFが責任を負う一方で、制御不能な事象に対しては保護が提供されるリスク分担契約

これらの措置は、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）に定められた国家補助に関する規定を確実に遵守するように、欧州委員会から承認を得る必要が依然としてあり、EDFが2026年度末に最終投資決定を下す見通しである。通知書類は、フランス政府が2025年11月に提出した。

- 2025年12月18日、EDFは、パンリー、グラヴリーヌおよびビュジェの用地におけるEPR2原子炉6基の建設プログラムの暫定的なコストの見積を取締役に提示した。当該見積りは、728億ユーロ（2020年のユーロ換算）となっており、2026年度第1四半期に新型原子力に関する省庁間代表部（DINN）の監査を受ける予定である。2026年度に関して、取締役会は、当該プログラムに割り当てられた27億ユーロの予算を承認した（注記2.1.3を参照）。

建設用地については、以下のとおりである。

- パンリーの用地
 - 2024年6月、EDFは、環境許可を付与する政令により、準備作業の実施を許可された。当該認可に対して、停止効力のない訴えが国務院に提起されたが、2025年12月22日に却下された。パンリー・プロジェクトは、2025年1月25日付の国務院令により、公益に資すると認められた。
 - 2024年度に開始された準備作業は、2025年度に本格化した。特に、既存の防波堤の補強、崖の削岩、仮設施設の設置、海上プラットフォームの拡張、過去の掘削跡の撤去、用地へのアクセス拠点の建設（2026年1月に完成）、および用地入口の駐車場の建設が行われた。
 - 公開調査のために、設立・設置許可に関する申請書が2025年12月中旬に提出された。
- グラヴリーヌの用地
 - 2024年9月に開始された公開討議は、2025年1月に終了した。当該討議の終了を受け、EDFの取締役会は、5月20日にグラヴリーヌの用地に2基のEPR2を建設するプロジェクトの継続を決定した。当該プロジェクトは、2025年6月18日に「グラン・シャンティエ（Grand Chantier）」制度が開始されたことにより構築段階に入り、2025年7月17日付の国務院令により公益に資すると認められた。都市計画文書の整合性レビューの申請が行われ、2025年度夏に事前協議が実施された。2025年9月から、EDFは、当該プロジェクトに関する市民との情報共有および対話を長期的に継続する目的で、継続的な協議を開始した。10月末には、準備作業に関する環境許可の申請書を提出した。
- ビュジェの用地
 - ビュジェに2基のEPR2を建設するプロジェクトについて、2025年1月から5月まで実施された公開討議の終了を受け、EDFは、2025年9月末に、収集した情報に基づき修正を加えつつ当該プロジェクトを継続し、その実現に必要な行政許可の申請書を提出する決定を発表した。EDFは、2025年11月末に、公益プロジェクトの認定を申請した。

2025年12月31日現在、このプロジェクトは無形資産3,070百万ユーロ（注記13（3）を参照）および有形資産1,159百万ユーロ（注記14（3）を参照）から構成されている。

NUWARD、フランスの小型モジュラー炉（SMR）プロジェクト

2024年度に、Nuwardは、迅速に建設でき、安全で競争力のあるターンキー発電所を顧客に提供できるように、実証済み技術に基づきプレハブ式のモジュール化された簡素な製品を2030年代初頭から提案するアプローチを進歩させた。2024年12月31日現在、当グループは、同プロジェクトの方針変更を勘案し、補助金を控除した当該プロジェクトの資本計上額全額を減損していた。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ていた（注記5（4）およびI3（1）を参照）。

2025年度に、Nuwardは、コジェネレーションに事業モデルを変更し、産業顧客のニーズにより適切に応えるために、最大出力400MWeおよび290MWtを実現するシナリオを再検討した。並行して、アーキテクチャを簡素化しモジュール化するための研究も

継続された。さらに、Nuwardは、最初のSMRプロジェクトを立ち上げるために、欧州の産業クラスターおよびパートナーと積極的な協議を進めている。

注記14 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廃炉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22.2.1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22.2.1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。EDFは、遵守しなければ行政による操業禁止の制裁措置を受けるという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本計上している。

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本計上され、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。

資産の資金調達に帰属する、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、いかなる借入コストも有形固定資産費用に組み込まれない。

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。また、該当する場合は超過税務減価償却に計上される。

主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

	EDF所有		委譲運営	
	期間	減価償却方法	期間	減価償却方法
建物および土地改良	10～75年	定額法	10～75年	定額法
原子力発電所	40～50年	定額法および特別償却		
電力網以外の機械および設備	3～50年	定額法および特別償却	5～75年	定額法
電力網	5～50年	定額法および特別償却	10～60年	定額法
その他の有形固定資産	3～25年	定額法および特別償却	3～75年	定額法

EDF所有か委譲運営かにかかわらず、未造成地は減価償却されない。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、フランスのブランコンタブルジェネラルに具体的な規定がないことから、1975年の委譲運営業者向け会計処理指針に基づいている。

公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部公共配電網の委譲運営者であり、公的機関により承認された、標準的な委譲規則に基づく委譲契約に従っている。2018年度以後に署名された委譲契約は、2017年度に全国委譲元当局連合会（FNCCR）およびフランス都市との間で協議された枠組み契約2017に従っており、その他の委譲は1992年度にFNCCRとの間で署名された（2007年度に更新された）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21.2を参照）。2012年より前に満了した委譲の大部分は、当初期間75年に係るものであり、30～50年の期間で更新された。ただし、フランス政府は、満了した委譲46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項）。

水力発電委譲の法的枠組みは、2025年8月28日にフランスおよび欧州連合がフランスにおける水力発電ダムの管理に関して基本合意に達したことを受けて、変更される予定となっている（注記3.1を参照）。現在、フランスで当該合意の国内法化が進められているが、当グループの2025年度の財務諸表に影響はない。

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、長期の仮定を基礎として、毎年更新される財務推移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化（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。EDFは各仮定の主要な要素について、外部機関の分析との比較を行う（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、EDFは、IEA、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、気候に関する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）、再生可能エネルギー発電、水力発電の貢献、およびフランスにおける原子力発電に対する環境税減免に関する仮定に織り込まれている。これらの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2030年から2060年までの間に、関連する物理量（気温、雲量、風速など）および最終的に欧州の電力システムに及ぼす具体的な影響を過小評価するバイアスがかからないよう、意図的に慎重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

総額（単位：百万ユーロ）	2024年	増加		減少		2025年
	12月31日現在 累計額	取得(1)	項目間の 振替	処分／ 使用停止(1)	項目間の振 替	12月31日現在 累計額
土地、建物および土地改良	13,073	-	288	(96)	-	13,265
原子力発電所	73,559	-	4,407	(1,545)	-	76,421
電力網以外の機械および設備	13,962	-	404	(253)	-	14,113
EDF所有電力網	1,257	-	59	(1)	-	1,315
その他有形固定資産	1,901	-	148	(103)	-	1,946
EDF所有有形固定資産	103,752	-	5,306	(1,998)	-	107,060
土地、建物および土地改良	11,103	-	164	(15)	-	11,252
電力網以外の機械および設備	2,034	-	124	(24)	-	2,134
委譲電力網	3,824	27	155	(20)	-	3,986
その他有形固定資産	27	-	-	-	-	27
委譲運営有形固定資産(2)	16,988	27	443	(59)	-	17,399
建設中の有形固定資産(3)	23,590	7,104	-	(111)	(5,720)	24,863
有形固定資産合計（総額）(4)	144,330	7,131	5,749	(2,168)	(5,720)	149,322

減価償却費累計額（単位：百万ユーロ）	2024年	(定額法および変動法 による) 減				2025年
	12月31日現在 累計額	価償却費	項目間の 振替	譲渡関連	使用停止資 産関連	12月31日現在 累計額
土地、建物および土地改良	(8,828)	(347)	(1)	5	86	(9,085)
原子力発電所	(45,514)	(3,763)	-	-	1,464	(47,813)
電力網以外の機械および設備	(10,522)	(426)	-	9	233	(10,706)
EDF所有電力網	(681)	(36)	(5)	-	1	(721)
その他有形固定資産	(1,365)	(137)	-	10	91	(1,401)
EDF所有有形固定資産	(66,910)	(4,709)	(6)	24	1,875	(69,726)
土地、建物および土地改良	(7,261)	(166)	(1)	-	14	(7,414)
電力網以外の機械および設備	(1,172)	(35)	(12)	-	22	(1,197)
委譲電力網	(1,636)	-	(106)	-	18	(1,724)
その他有形固定資産	(18)	(1)	1	-	-	(18)
委譲運営有形固定資産	(10,087)	(202)	(118)	-	54	(10,353)
建設中の有形固定資産	-	-	-	-	-	-
有形固定資産合計（総額）	(76,997)	(4,911)	(124)	24*	1,929	(80,079)
有形固定資産の減損合計	(4,132)		(507)		212	(4,427)
有形固定資産合計（純額）	63,201		7,338		(5,723)	64,816

* 損益計算書の「売却された有形固定資産および無形資産の帳簿価額」を参照。

- (1) 新しいANC規則第2022-06号の適用による有形固定資産の取得および処分／使用停止の内訳については、以下の表に詳細が記されている。
- (2) 委譲運営有形固定資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関係する。
- (3) 当年度の投資は、主に、グラン・カレナージュ産業改修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。2025年12月31日現在、応力腐食現象に関連して資本計上された費用は163百万ユーロである。2025年12月31日現在、建設中の有形固定資産には、特に、EPR2に関する資産1,159百万ユーロ（2024年12月31日現在375百万ユーロ）も含まれている。
- (4) 2025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の資本計上額は、13,473百万ユーロ（建設中の有形固定資産13,154百万ユーロおよび稼働中の有形固定資産319百万ユーロ）である。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）の資本計上額合計963百万ユーロならびに、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1,314百万ユーロが含まれる。2025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109百万ユーロ（2024年12月31日現在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年のユーロ換算で中間利息を除き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の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。また、2025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の計上額は、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。2025年度の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの資本計上額は13,532百万ユーロである（注記2.1.1を参照）。

新しいANC規則第2022-06号の適用による有形固定資産の取得および処分／使用停止の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	取得			処分／使用停止	
	購入	出資	創設	売却資産関連	使用停止資産関連
土地、建物および土地改良	-	-	-	(5)	(91)
原子力発電所	-	-	-	-	(1,545)
電力網以外の機械および設備	-	-	-	(22)	(231)
EDF所有電力網	-	-	-	-	(1)
その他有形固定資産	-	-	-	(10)	(93)
EDF所有有形固定資産	-	-	-	(37)	(1,961)
土地、建物および土地改良	-	-	-	-	(15)
電力網以外の機械および設備	-	-	-	-	(24)
委譲電力網	-	27	-	-	(20)
その他有形固定資産	-	-	-	-	-
委譲運営有形固定資産	-	27	-	-	(59)
建設中の有形固定資産	5,412	-	1,692	-	(111)
有形固定資産合計（総額）	5,412	27	1,692	(37)*	(2,131)
有形固定資産の取得および処分／使用停止		7,131		(2,168)	

* 損益計算書の「売却された有形固定資産および無形資産の帳簿価額」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、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉4基）の減価償却期間は、900MW系列（2016年1月1日以後）および1,300MW系列（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系列発電所については、40年となっている。

2026年2月12日付の複数年エネルギー計画（PPE3）に係る政令の公布により、第5回10年検査に先立って900MW原子炉2基を2027年度および2028年度に閉鎖する計画は廃止された。したがって、以前の複数年エネルギー計画の規定に関連して2020年に導入された加速減価償却は現在では停止されている。

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、決算日2019年6月30日以降は、2026年度に前倒しされている。

2025年5月27日のEDF社会経済中央委員会（CSEC）での協議を経て、EDFは、コルドメ石炭火力発電所における最後の発電ユニット2基を2027年3月31日に完全停止することを決定し、同用地で原子力発電所用配管のプレハブ工場を建設する意向を確認した。この決定は、バイオマス転換プロジェクトを実現させる上で技術的および経済的条件が満たされていないことから、当該プロジェクトを中止するという2024年9月の発表を受けたものである。当該決定は、当該発電所の減価償却スケジュールに重要な影響を与えない。

資産の減損テスト

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資金生成単位（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13,375百万ユーロ（総額13,532百万ユーロ（注記14（4）を参照）、うち稼働372百万ユーロ、減価償却157百万ユーロ）およびEPR2プロジェクトに発生したコストの正味帳簿価額4,229百万ユーロが含まれる（注記13を参照）。

2025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、回収可能価額の更新が行われた。

回収可能価額は、長期資産の減損に関する会計処理方法および会計原則に記載した通常の方法により、当該資産の耐用年数にわたり2025年12月31日現在7.1%（2024年12月31日現在は6.9%）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、EDFはベンチマーク・モデルにおいて、900MW系列および1,300MW系列の発電所については50年、N4系列の発電所については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の産業戦略である。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14（4）を参照）。

価格および規制について採用された主要仮定に関して、2026年1月1日からARENHに代わる制度により、原子力収益に係る課税が導入される。その収入は「ユニバーサル原子力発電料金（Versement Nucléaire Universel（VNU）」の形で消費者に直接払い戻される。この税金は、収益が第1の閾値を超えた時点から適用される（当該閾値を超える収益部分の50%に課税される）。

「上限閾値」と呼ばれる第2の閾値を収益が超える場合、その超過部分に90%の課税が適用される。各閾値の水準は、CREが算定する原子力発電総費用に基づき、企業の財務状況および新規の原子力資産に必要な投資を勘案した金額を加算して、3年ごとに省令によって定められる。

2026年度から2028年度の閾値を定める省令が公布されるまで、回収可能価額は、課税閾値を78ユーロ/MWh、上限閾値を110ユーロ/MWhとして見積られた。2025年12月31日現在の評価は、この制度が2028年度以降も原子力発電所の残存耐用年数にわたって更新されるものとし、各閾値は（CREが算出した）原子力発電総費用の予測（注記3.1を参照）に基づきEDFが算出している。

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再生可能エネルギーPPAに加えて、中期商品（満期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、最長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。

2023年度末以降、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10年から15年の長期的な産業パートナー契約（原子力発電割当契約）を提供している。また、EDFは、専用の申込窓口を通じて、当該契約に適格な事業者の範囲（7GWh/年を超える消費者、電力供給業者および発電事業者）を拡大した。この契約により、合計1,800MWの発電容量（既存の発電所の年間発電量360TWhに対して約10.6TWhに相当）を対象事業者に供給する。当該契約に基づくフランス国内のエネルギー供給は、2026年1月1日に開始された。

2025年12月31日現在、テストの回収可能価額は、2024年度と比較して減少したが、依然として正味帳簿価額を上回っている。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、中期計画（MTP）以外の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、原子炉の早期閉鎖が市場価格に及ぼす影響）、その結果は帳簿価額と回収可能価額との間のプラスの差額の存在に疑義を呈するものではなかった。

注記15 金融資産

会計原則および会計処理方法

投資

投資は取得原価で計上されている。

投資の売却損益はFIFO（先入先出）法に基づき評価される。

投資の取得に係る譲渡税、報酬および手数料ならびに法務費用は資産の取得原価に含められる。

その他の投資に関連するこの種の費用は費用に含められる。取得費用の税務規制償却費は超過税務減価償却に計上される。

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、為替換算差額および外貨のヘッジ手段に係る損益などのボラティリティ要素を調整した、年度末における子会社の連結自己資本持分価額に基づいて決定される。

当該使用価値は、必要に応じて、以下のいずれかを参照して見積られる「アップサイド」（潜在的なプラスのマージン）により補完される。

- ・ 決算日現在で入手可能な最良の情報に基づいて算定された割引キャッシュ・フロー。これらのキャッシュ・フローは、最初の数年間は予算に、その後は中期計画（MTP）に対応しており、MTP対象期間後のキャッシュ・フローは、毎年更新される財務軌道およびシナリオ作成プロセスを通じて策定された長期的仮定に基づいて見積られる。
- ・ 比較可能な企業パネルの平均EBITDA倍率。
- ・ 時価総額。

投資有価証券の減損テストは、特にエネルギー価格の変動について使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける。

投資有価証券

EDFは、核サイクル終了業務の資金を調達するための金融資産により構成される投資有価証券を保有しており、これに対しては引当金が計上されている。これらの資産は、その目的を踏まえて、その他の資産または投資とは分別して管理されている。これらの資産は、債券、株式、短期金融資産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である。

その他の金融資産

グループの事業の一環で、EDFは外貨建の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、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、これらの貸付の資金を確保している。資本計上された債権は、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。

15.1 金融資産の変動

	2024年 12月31日 現在 累計額	増加		減少		2025年 12月31日現在 累計額
		取得	再分類 流動資産より	引出 処分	振替 流動資産へ 項目間	
(単位：百万ユーロ)		取得				
投資 ⁽¹⁾	64,641	198	545	(2,071)	-	63,313
投資に関連する債権	50	-	-	-	-	50
投資有価証券 ⁽²⁾	25,683	23,599	-	(19,835)	-	29,430
その他の投資	86	-	-	(1)	-	85
貸付金 ⁽³⁾	41,552	6,724	-	(1,070)	(26)	47,098
その他の金融資産 ⁽⁴⁾	781	3	-	(3)	-	781
金融資産合計（総額）	132,793	30,524	545	(22,980)	(26)	140,757
減損合計⁽⁵⁾	(15,286)	(647)			11,039	(4,894)
金融資産合計（純額）	117,507	30,422			(12,066)	135,863

(1) 投資の減少は主に、以下に起因する。

- Arabelle Solutions France株式およびArabelle Electronics France株式の518百万ユーロでのArabelle Solutionsへの売却。売却された株式の正味帳簿価額はそれぞれ、(2,029)百万ユーロおよび(42)百万ユーロであった。この売却の結果、引当金1,530百万ユーロ（Arabelle Solutions Franceへの投資について1,528百万ユーロおよびArabelle Electronics Franceへの投資について2百万ユーロ）が戻入れられた（注記15.1（5）を参照）。その影響は、金融損益に以下のとおり計上されている（注記10（5）および（8）を参照）。
- EDFによる債権資本化を通じたArabelle Solutionsへの投資545百万ユーロ。
- EDFによるEDF Pulse Holdingへの現金出資額70百万ユーロ。
- EDF Investによる非上場専用資産ポートフォリオの拡大および管理のための新規投資合計143百万ユーロ。

(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10（5）を参照）。

(3) 2025年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計47,096百万ユーロであり、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27,796百万ユーロ、EDF power solutionsに対する9,297百万ユーロ、Enedisに対する5,615百万ユーロ、Dalkiaに対する1,810百万ユーロ、およびEDF Energyに対する1,562百万ユーロに関係する。

(4) その他の金融資産には、EDFがEnedisに支払った預り保証金746百万ユーロが含まれている。

(5) 減損額には、投資の減損（4,069）百万ユーロならびに投資有価証券およびその他の投資の減損（825）百万ユーロが含まれる。

投資の減損について、2025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、主に以下が計上された。

- EDF Internationalに対する投資に関する引当金の戻入額8,922百万ユーロ（2025年のユーロ換算）。

2025年度におけるEDF Internationalへの投資の使用価値の増加は主に、2025年12月31日に行われた組織再編に起因しており、これによりEDF Holding、C3、EDEVおよびEDF ImmoがEDF Internationalに合併されており、この合併は会計上および税務上の目的において2025年1月1日より遡及的に適用されている。この合併によりもたらされた純資産額は、フランス、イタリア、ベルギーに所在する資金生成単位のプラスのマージンの改善という好環境の中で、EDF Internationalへの投資の使用価値の上昇に寄与した。

この組織再編を経て、EDF Internationalは以後、これまで保有してきたEDFグループの国際投資の大部分に加え、以前はEDF Développement Environnement (EDEV) が保有していたフランスにおけるEDFグループの事業開発を目的とする子会社および投資、以前はC3が保有していたEDF Investissement Groupe（中長期資金調達を担う完全子会社）、以前はEDF Holdingが保有していたEDF Trading（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担う完全子会社）、ならびに以前はEDF Immoが100%を保有していた

Gérance Générale FoncièreおよびSofiloを保有することとなった。2025年12月31日現在、EDF Internationalへの投資の正味価額は44,867百万ユーロである。

EDF Internationalへの投資については、2022年度から2024年度にかけて減損が計上され、その累計額は(10,053)百万ユーロ(2024年度(390)百万ユーロ、2023年度(7,013)百万ユーロ、2022年度(2,650)百万ユーロ)であった。

2024年度におけるEDF Internationalへの投資の使用価値の低下(390)百万ユーロは主に、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米国に擁する子会社の使用価値の減少に起因する。

2023年度におけるEDF Internationalへの投資の使用価値の低下(7,013)百万ユーロは、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で大きな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。

2022年度におけるEDF Internationalへの投資の使用価値の低下(2,650)百万ユーロは、基本的に、英国のEDF Energyの実現可能価額の大幅な低下によるものであり、その大部分は割引率の極めて大幅な上昇、およびこれより程度は少ないが2022年5月に発表されたHPCプロジェクトの完成費用の修正に起因する。

2025年1月1日にEDFは、EDF Internationalへの投資の減損を増額し、2025年1月1日にEDF Internationalに合併されたEDF Développement Environnement (EDEV) への投資に関して2024年12月31日現在EDF SAが計上していた減損額に相当する(1,330)百万ユーロを追加計上した。2024年度のEDEVへの投資の使用価値の低下(1,330)百万ユーロは主に、子会社がフランス国外でのさまざまなプロジェクトに関して認識した減損により、EDF power solutionsの実現可能価額が大幅に減少したことに起因していた。

— Arabelle Solutions France (1,528百万ユーロ) およびArabelle Electronics France (2百万ユーロ) をArabelle Solutionsに売却したことに伴う引当金の戻入額1,530百万ユーロ(注記10(5)および(8)ならびに注記15.1(1)を参照)。

投資有価証券およびその他の投資の減損額の変動は主に、2025年度に清算手続きを開始した企業への貸付に関する引当金の戻入額169百万ユーロに起因する。

15.2 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)	2025年12月31日現在 所有持分の帳簿 価額総額	2025年12月31日現在 減損 計上額	2025年12月31日現在 所有持分の帳簿 価額純額	資本 保有率 (%)	2024年度 自己資本	EDFにより 付与され た貸付金 および前 渡金の 2025年度 未現在残 高	2025年度 受取 配当金	2024年度 売上高	2024年度 純利益	通貨
子会社										
EDF International ⁽¹⁾	47,328	2,461	44,867	100	9,782	27,796	2,995	-	(440)	EUR
CTE ⁽²⁾	2,705	-	2,705	50.1	5,285	-	22	-	207	EUR
Arabelle Solutions ⁽³⁾	545	-	545	100	(6)	241	-	8	(6)	EUR
EDF Nam Theun Holding ⁽⁴⁾	437	93	344	100	422	-	60	-	62	EUR
その他 ⁽⁵⁾	5,495	1,320	4,175	100	4,060	-	328	190	(82)	EUR
持株会社	56,510	3,874	52,636			28,037	3,405			
フランス										
Enedis	2,700	-	2,700	100	5,685	5,615	448	16,912	661	EUR
Framatome	2,220	-	2,220	80.5	3,016	404	75	3,067	195	EUR
Dalkia	967	-	967	99.9	351	1,810	-	2,873	8	EUR
EDF Production Électrique Insulaire	560	-	560	100	1,429	254	112	1,323	194	EUR
Edvance	12	-	12	80	71	14	18	732	34	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	3	50	9	-	-	9	-	EUR
フランス国外										
Eosson	14	14	-	50	140	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	76	49	-	14	2	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	-	-	-	50	8	-	-	4	-	CHF
工業および商業会社	6,479	14	6,465			8,146	653			
その他の企業(GIE EIFER)	130	125	5			-	-			
子会社合計	63,119	4,013	59,106			36,183	4,058			

(1) EDF Internationalの本来の事業は、主にフランス国外のエネルギー部門で事業を営む企業に対する投資の取得と管理であり、主な投資先は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.)である。EDF Energyは、HPCおよびサイズウェル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。

2025年12月31日付のEDF Développement Environnement (EDEV)、EDF Holding、C3およびEDF Immoとの合併を受け、EDF Internationalは以後、エネルギー効率化および改修 (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)、再生可能エネルギー源からの発電 (EDF power solutions、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など、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となっている。EDF Internationalはまた、合併により、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担うEDF Tradingの100%、ならびにGérance Générale FoncièreおよびSofiloの100%を保有している。

EDF International社は2026年1月1日に、社名をEDF Holdingに変更した。

(2) CTEはRTEの100%を保有している。

(3) EDF SAは、2025年度にArabelle Solutions FranceおよびArabelle Electronics Franceに対する投資の売却先であるArabelle Solutionsを保有している。

(4) EDF Nam Theun Holdingは、Nam Theun 2 Power Co.に対する持分を保有している。

(5) その他の投資の個々の帳簿価額は400百万ユーロ未満である。

15.3 子会社および資本金の50%未満に対する投資

	2025年12 月31日現 在 所有持分 の帳簿 価額総額	2025年12 月31日現 在 減損 計上額	2025年12 月31日現 在 所有持分 の帳簿 価額純額	資本 保有率 (%)	2024年 度 自己 資本	EDFにより 付与され た貸付金 および前 渡金の 2025年度 末現在 残高	2025年度 受取 配当金	2024年 度売上 高	2024年 度純利 益	通貨
(単位：百万ユーロ)										
子会社合計	63,119	4,013	59,106	-	-	36,183	4,058	-	-	
投資：										
EDFが10～50%の持分を保 有する会社										
Trimet France	130	-	130	35	447	-	8	479	24	EUR
Dalkia Investissements	63	56	7	50	18	24	1	-	3	EUR
合計	193	56	137			24	9			
EDFが10%未満の持分を保 有する会社										
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9.8	122	-	1	-	6	CHF
合計	1	-	1			-	1			
投資合計	194	56	138			24	10			
子会社および投資合計	63,313	4,069	59,244			36,207	4,068			

15.4 EDFと関連会社の関係

(単位：百万ユーロ)	EDFの債権		EDFの負債		金融費用	金融収益 (配当を 除く)	配当金
	貸付金	営業債権 (1)	流動勘定に 含まれる負 債	営業負債 (1)			
会社							
EDF Investissements Groupe	-	-	-	-	(6)	10	-
EDF UK Ltd EUR	-	-	-	-	(298)	573	-
CTE	-	228	-	148	-	-	22
EDF Nam Theun Holding	-	-	-	-	-	-	60
その他の企業（専用資産）	-	-	-	-	-	-	326
Framatome	404	330	-	646	(12)	11	75
EDF Energy	1,562	106	-	120	-	107	-
EDF power solutions	9,297	-	-	-	(22)	308	-
EDF International	27,796	-	-	-	(376)	1,173	2,995
EDF Trading	-	1,606	-	1,044	-	32	-
Enedis	5,615	160	-	1,385	-	140	448
Dalkia France	1,810	-	-	128	-	70	-
EDF PEI	254	-	-	150	-	7	112
Edvance	14	65	-	126	-	-	18
Arabelle Solutions	241	-	-	70	-	13	-
Group Support Services	-	87	-	-	-	-	1
Shema	12	-	-	-	-	-	-
Dalkia Invest	24	-	-	-	-	-	1
Cyclife	24	-	-	64	-	1	-
Sofilo	43	-	-	-	-	1	-
EDF Belgium	-	-	-	175	-	-	-
その他のEDF企業	-	-	-	-	-	-	22
流動勘定(2)	-	-	-	1,301	-	-	-
子会社の流動性に関する投資契約 (3)	-	-	6,502	-	(262)	-	-
子会社とのグループ資金管理契約 (4)	-	-	20,626	-	(567)	-	-
連結納税契約	-	-	-	2,609	-	-	-
関連会社からの収益および利息合計 (5)	-	-	-	-	(1,543)	2,446	4,080

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Sofiloに関する662百万ユーロ、Enedisに関する344百万ユーロ、EDF Production Électrique Insulaireに関する154百万ユーロおよびEdvanceに関する83百万ユーロを含む。

(3) EDF Energyに関する4,084百万ユーロ、Framatomeに関する1,290百万ユーロ、Enedisに関する755百万ユーロおよびGGFに関する133百万ユーロを含む。

(4) EDF Internationalに関する7,371百万ユーロ、EDF Energyに関する4,966百万ユーロ、EDF Tradingに関する3,999百万ユーロおよびEdisonに関する1,503百万ユーロを含む。2025年度に実施された合併を受け、EDF InternationalのポジションにはEDF Holding、EDEV、C3およびEDF Immoの流動勘定が統合されている（注記15.1（5）を参照）。

(5) 損益計算書表を参照（脚注（2）および（3））。

15.5 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	正味帳簿価額	帳簿価額総額	正味帳簿価額
		公正価値		公正価値
投資有価証券価額	25,683	24,869	29,430	28,605
		31,389		33,211

2025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28,605百万ユーロから構成されている（注記22.2.1.6.5を参照）。

2025年度の専用資産に含まれる投資有価証券純額には、有価証券貸付926百万ユーロが含まれている（2024年度は相当するものなし）。当該取引により、同額の金融資産および金融負債が同時に計上される（注記25（3）を参照）が、専用資産の正味帳簿価額に影響はない（注記22.2.1.6.5（3）を参照）。

注記16 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（フッ素化、濃縮、生産）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

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。

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。

- ・ 化石燃料火力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（資本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）。

予備部品の減損は主に、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（2021～2030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⁾）。

(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。

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。

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件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数を下回る場合には、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。
- ・ 逆の場合は、税金負債が計上される。これは、既排出分を填補するために必要な排出権に相当し、提出前の受渡しが可能な先物購入については契約上の取得価格により、残量は市場価格により評価される。

純額表示の原則は、ポートフォリオに保有されている排出権が、発生した排出量を相殺するために使用され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。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在			2024年12月31日現在		
	総額	減損	純額	総額	減損	純額
原材料およびその他消耗品						
-核燃料(1)	10,717	(72)	10,645	10,198	(3)	10,195
-その他原材料(2)	312	(182)	130	429	(243)	186
-その他消耗品	1,406	(319)	1,087	1,843	(316)	1,527
仕掛品	1,086	-	1,086	1,191	-	1,191
棚卸資産合計	13,521	(573)	12,948	13,661	(562)	13,099

- (1) 2025年度において、核燃料在庫には、フラマンヴィル3のEPRの稼働開始に関連する燃料在庫の減損（65）百万ユーロの計上が含まれている（注記2.1.1を参照）。
- (2) この項目には、市場環境の好転および先物販売契約の締結により2025年度に計上された石炭在庫の減損の戻入額63百万ユーロが含まれており、その結果、2025年12月31日現在の石炭在庫の正味実現可能価額は22百万ユーロと見積られている。

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)	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
	総額	総額
原材料およびその他消耗品		
-核燃料	10,717	10,198
-その他原材料	312	429
-その他消耗品	1,406	1,843
仕掛品	1,086	1,191
棚卸資産合計（総額）	13,521	13,661

棚卸資産の減損の種類別内訳は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日	2024年12月31日	減損の計算方法
	現在 減損	現在 減損	
原材料およびその他消耗品			
-核燃料	(72)	(3)	使用価値
-その他原材料	(182)	(243)	使用価値／市場価値
-その他消耗品	(319)	(316)	市場価値
仕掛品	-	-	
棚卸資産の減損合計	(573)	(562)	

棚卸資産および仕掛品の取得原価または製造原価には、借入コストは含まれていない。

[次へ](#)

注記17 期末日現在の債権の満期

会計原則および会計処理方法

営業債権は、当初は額面価額で表示される。

営業債権には、供給済のエネルギーの未請求債権価額も含まれる。

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ではなくEnedisが負担する。

(単位：百万ユーロ)	1年以内に 期限到来	1年を超えて 期限到来	2025年 12月31日 現在総額
投資に関連する債権	1	49	50
貸付金	12,784	34,314	47,098
その他の金融資産	750	31	781
期限1年超の債権	13,535(1)	34,394(2)	47,929
営業債権：			
請求額	3,198	-	3,198
未請求額(3)	7,816	-	7,816
その他の営業債権(4)	8,467	352	8,819
期限1年以内の債権	19,481	352	19,833
前払費用	382	569	951
債権合計	33,398	35,315	68,713

- (1) 与信枠からの引出に対応する、EDF Internationalに関する63億ユーロおよびEDF power solutionsに関する58億ユーロ、ならびにEDFがEnedisに支払った預り保証金7億ユーロを含む。
- (2) 与信枠からの引出に対応するEDF Internationalに関する215億ユーロ、貸付金および与信枠からの引出に対応するEnedisに関する53億ユーロ、与信枠からの引出に対応するEDF power solutionsに関する35億ユーロ、貸付金および与信枠からの引出に対応するDalkiaに関する16億ユーロ、ならびに貸付金に対応するEDF Energyに関する15億ユーロを含む。
- (3) この項目は主に、2025年12月31日現在供給済であるが未請求のエネルギー債権に関係する。
- (4) 2025年度は、法人所得税以外の税金に関する国に対する債権3,710百万ユーロを含んでいる（2024年度3,431百万ユーロ）。2025年12月31日現在、その他の営業債権には、公共電力サービス費用（CSPE）補償に関連する債権4,295百万ユーロ（2024年12月31日現在は792百万ユーロの債権）も含んでいる。この金額には、憲法院による2023年財政法第230条（購入義務に関する条項）の廃止が2025年12月31日に発効したことに伴い、国が発電業者に返済する金額の補償が含まれている（注記4.6および注記24（2）を参照）。

EDFの公共サービス費用

2025年度のEDFに補償される公共サービス費用の額は11,752百万ユーロである。フランスにおける公共電力サービス費用補償メカニズムについては注記4に記載されている。

2025年度の国からの受取額は、8,236百万ユーロであった。この額は特に、2024年度のメカニズムの残高668百万ユーロおよび2025年度の補償7,568百万ユーロを含んでいる。

したがって、2025年12月31日現在、EDFは国に対する営業債権4,295百万ユーロ（2024年12月31日現在792百万ユーロ）を計上した。

注記18 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。非上場有価証券の評価額は、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。

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日現 在	変動
投資ファンド	957	1,156	(199)
ユーロ建または他の通貨建短期譲渡性負債商品(1)	1,059	1,323	(264)
保証として受け取った株式(2)	134	345	(211)
債券	17,695	11,436	6,259
保証として受け取った劣後証券	2,002	2,013	(11)
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	191	113	78
総額合計(3)	22,038	16,386	5,652
減損計上額	(312)	(265)	(47)
純額合計	21,726	16,121	5,605

(1) 2025年12月31日現在および2024年12月31日現在において、専用資産に配分された部分はなかった（注記22.2.1.6.5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134百万ユーロを含み、対応する額が金融負債に計上されている（注記25（4）を参照）。

(3) 債権残高の増加は、市場の利回り条件の改善の恩恵を享受する戦略によるものである。

注記19 為替換算差額および評価差額－資産

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、「為替換算差額－資産」または「為替換算差額－負債」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。未実現利益は損益計算書には認識されない。

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、ヘッジ対象項目で認識された資産または負債の為替差額と相殺される評価差額として貸借対照表に計上される。対称的に、ヘッジ手段であるデリバティブに係る実現為替差損益は、ヘッジ対象項目と同じ割合で損益計算書に影響をもたらす。

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。

ヘッジ手段として分類されているか否かを問わず、すべての金融デリバティブのマージンコールについて、デリバティブに係る未実現損失に対して支払われた場合は「金融デリバティブに係る評価差額－資産」に、また、デリバティブに係る未実現利益に対して受領した場合は「金融デリバティブに係る評価差額－負債」に計上されている（注記26を参照）。

2025年12月31日現在の為替換算差額および評価差額－資産は1,754百万ユーロであり、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2025年12月31日現在608百万ユーロの為替評価差額（2024年12月31日現在1,127百万ユーロ）。
- 子会社であるEDF Internationalとのヘッジ手段の決済に係る実現為替差損益の2025年12月31日現在の残額221百万ユーロ（2024年12月31日現在236百万ユーロ）。フランスのプランコンタブルジェネラルの規定に準拠し、第628-11条に定められた対称性の原則を適用して、実現損益（2019年度311百万ユーロ、2020年度、2021年度、2022年度、2023年度、2024年度および2025年度にはこれに相当するものなし）は、為替換算差額－資産に計上される。これは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2025年度の金融損益に認識された（2024年度15百万ユーロ）。

- ・ 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マージンコールに関する借方残高2025年12月31日現在925百万ユーロ。2024年12月31日現在、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マージンコールに関する借方残高は、貸借対照表の資産における「金融デリバティブおよび保有トークン」に表示され、その額は160百万ユーロであった。

子会社であるEDF Internationalとのヘッジ手段の決済に係る実現為替差損益221百万ユーロ、専用資産に含まれる有価証券をヘッジする為替スワップ246百万ユーロ、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マージンコールに関する借方残高925百万ユーロにより生じた影響を除くと、2025年12月31日現在、外国為替差損に係る引当金は362百万ユーロに上る（注記22.1（1）を参照）。

注記20 自己資本の変動

(単位：百万ユーロ)	利益剰余金						自己資本合計
	資本金	資本剰余金	および 中間配当	当期 純利益	投資 補助金	税務規制 引当金	
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	-	-	-	-	-	-	-
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
2024年度の純利益の配分	-	-	9,865	(9,865)	-	-	-
2025年度の純利益	-	(4,886)	4,886	19,558	-	-	19,558
配当金の分配	-	(2,000)	-	-	-	-	(2,000)
その他の変動	-	2	-	-	90	(102)	(10)
2025年12月31日現在	2,084	21,059	-	19,558	355	5,400	48,456

20.1 資本金

2025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。

20.2 配当およびその他の分配

2025年5月5日に株主総会が開催された。

配当金の分配

2025年度には、2024年度に係る配当の分配は行われなかった。

その他の分配

2025年5月21日に、EDFは唯一の株主であるフランス政府に、資本剰余金に配分された20億ユーロを分配した。

注記21 追加的自己資本

追加的自己資本は、EDFが発行したユーロおよび他の通貨建の永久劣後債（注記21.1を参照）（2025年12月31日現在の残高9,936百万ユーロ、2024年12月31日現在の残高10,188百万ユーロ）、ならびに特別委譲負債（注記21.2を参照）（2025年12月31日現在の残高2,673百万ユーロ、2024年12月31日現在の残高2,592百万ユーロ）に関連している。

21.1 返済不要資金—永久劣後債

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。

2025年12月31日現在、追加的自己資本は純額9,936百万ユーロであり、以下のものから構成されている。

- ・ 2014年1月にEDFが発行した857百万ユーロ（初回トランシェ750百万英ポンドのユーロ換算額）の永久劣後債。また、EDFは、2014年1月に発行した1,000百万ユーロの初回トランシェに関して、2024年9月に既に一部（498.7百万ユーロ）を償還していたが、218.5百万ユーロを2025年10月9日に償還した。このトランシェの残額（282.8百万ユーロ）の償還が2026年1月22日に行われることが確実であることから、EDFは、2025年12月31日現在においてこの金額を「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えた（注記2.2.11および25（4）を参照）。
- ・ 2019年12月にEDFが発行した499百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2020年9月にEDFが発行した2,093百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2021年6月にEDFが発行した1,246百万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1,277百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2024年9月にEDFが発行した1,721百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2025年9月にEDFが発行した1,243百万ユーロの永久劣後債（1,250百万ユーロ（注記2.2.10を参照）から発行プレミアム（7）百万ユーロを控除後）。

2025年10月9日に、EDFは、2013年1月に当初価額1,250百万英ポンドで発行した永久劣後債に関して、2024年9月に一部（621.3百万英ポンド）を償還していたが、残りの残存額面価額（469.1百万英ポンド、ユーロ換算額539百万ユーロ）を償還した。このトランシェの残額（159.6百万英ポンド）が2026年1月29日に償還されることが確実であることから、EDFは、2025年12月31日現在においてこの金額（ユーロ換算額182.9百万ユーロ）を「追加的自己資本」から「金融負債」に組み替えた（注記2.2.11および25（4）を参照）。これらの取引により、2013年1月にEDFが発行した永久劣後債は残っていない。

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、2025年12月31日現在474百万ユーロ（2024年12月31日現在493百万ユーロ）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
01/2014	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 %
10/2025	1,250	EUR	5.5年	4.38 %

* 資金受領日。

21.2 委譲者の権利—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、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)		2025年 12月31日現 在	2024年 12月31日現 在
資産の現物評価額		174	161
再評価差額		666	688
追加減価償却額		632	554
水力発電委譲		1,472	1,403
資産の現物評価額		2,363	2,294
運営者による供与資金の未償却分		(1,587)	(1,515)
委譲者による供与資金の償却		418	404
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取拠出金		7	6
公共配電委譲資産に対する権利*		1,201	1,189
特別委譲負債合計		2,673	2,592

* 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22 リスクおよび負債引当金

リスクおよび負債引当金は、以下の項目から構成されている。

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年	増加			減少		その他の 変動	2025年
		12月31日							12月31日
		現在	営業	金融	特別	取崩	戻入		現在
リスク引当金	22.1	1,205	337	85	-	(226)	(387)	-	1,014
原子力発電関連引当金	22.2.1	53,821	874	1,902	-	(1,767)	(52)	(434)	54,344
非原子力施設廃止引当金	22.2.2	1,133	328	65	-	(59)	-	-	1,467
従業員給付引当金	22.2.3	12,729	477	846	-	(849)	(410)	-	12,793
その他の費用引当金	22.2.4	721	71	1	-	(142)	(116)	(2)	533
費用引当金	22.2	68,404	1,750	2,814	-	(2,817)	(578)	(436)	69,137
合計	22	69,609	2,087	2,899	-	(3,043)	(965)	(436)	70,151

22.1 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、基本設計、調査、独立した専門家による報告または請負業者を参照した類似の取引または業務の経験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Dunkerque LNGとの長期再ガス化契約（LNG業務）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
- ・ 訴訟
- ・ 環境計画に関連する引当金

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)	2024年 12月31日	増加		減少		その他の変 動	2025年 12月31日現 在
	現在	営業	金融	取崩	戻入		
未実現為替差損引当金 ⁽¹⁾	413	-	65	(116)	-	-	362
不利な契約に係る引当金 ⁽²⁾	466	167	20	(17)	(352)	-	284
その他リスク引当金	326	170	-	(93)	(35)	-	368
リスク引当金	1,205	337	85	(226)	(387)	-	1,014

(1) 2025年12月31日現在の未実現為替差損引当金は362百万ユーロであり（注記19を参照）、主に、ヘッジ後の社債361百万ユーロに関係している。これらの引当金の変動（51）百万ユーロは金融損益に含まれている（注記10（9）を参照）。

(2) 不利な契約に係る引当金の増加は172百万ユーロ（営業引当金に計上されている167百万ユーロを含む）であり、長期のLNG購入契約に関連している。2025年度には、新規契約締結後のDunkerque LNGターミナルの利用についてマクロ経済に関する仮定を再評価した結果、引当金の一部純戻入額（349）百万ユーロが認識された。

22.2 費用引当金

22.2.1 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

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、当初から貸借対照表の資産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。フランス特有の義務および最終的な拋出に従って、使用済燃料管理および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を保有している（注記22.2.1.6を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し、ある程度リスクおよび不確定な事項が織り込まれる。これはまた、注記1.2.2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年度末の時点で特定されていた不確実性について、2025年度に進展があった。特に、新たな中間使用済燃料の貯蔵容量（OranoのADECプロジェクト）に関する引当金は、2025年度にEDFが入手した新情報により裏付けられた（注記22.2.1.1を参照）。Cigéoについては、2025年12月31日現在、新たな費用設定が発表されていなかったため、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する引当金の額は、依然として2016年度の費用設定および2024年12月31日現在において特定された要素に基づいて計算されている（注記22.2.1.2参照）。

有害物質（アスベスト、鉛等）の処理が廃炉および廃棄物処理に及ぼす可能性のある影響を見積るために2025年度に開始された行動計画については、最近の規制の変更を受け、特にアスベスト含有塗料に関して、恒久的に閉鎖された発電所の廃炉作業に関する新たな見積りが行われた（注記22.2.1.3を参照）が、当期末日現在稼働中の発電所の廃炉費用の見積りについては、依然として策定中である。

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)	2024年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(1) (2)	2025年 12月31日 現在
	在	営業(1)	金融(2)	取崩	戻入		
使用済燃料管理引当金	17,449	560	647	(1,202)	-	(5)	17,449
営業サイクルに関連しない金額	4,496	65	137	(31)	-	1	4,668
2006年6月28日付法律の範囲外の数額*	1,238	-	61	(44)	-	-	1,255
放射性廃棄物長期管理引当金	14,156	29	341	(281)	(52)	(85)	14,108
核サイクル終了引当金	31,605	589	988	(1,483)	(52)	(90)	31,557
2006年6月28日付法律の範囲内の核サイクル終了引当金*	30,367	589	927	(1,439)	(52)	(90)	30,302
2006年6月28日付法律の範囲外の核サイクル終了引当金*	1,238	-	61	(44)	-	-	1,255
原子力発電所廃炉引当金	19,221	285	778	(284)	-	(362)	19,638
炉心核燃料引当金	2,995	-	136	-	-	18	3,149
廃炉および炉心核燃料引当金	22,216	285	914	(284)	-	(344)	22,787
原子力発電関連引当金	53,821	874	1,902	(1,767)	(52)	(434)	54,344
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	874	1,841	(1,723)	(52)	(434)	53,089
2006年6月28日付法律の範囲外の原子力発電関連引当金*	1,238	-	61	(44)	-	-	1,255

* 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。

- 放射性廃棄物長期管理引当金の減少。この減少は、Cigéoの支援税制に係る引当金の戻入（320）百万ユーロ（注記22.2.1.2を参照）に起因するが、クレイ・マルヴィルのナトリウムを含むコンクリートブロックの貯蔵前処理コストの増加118百万ユーロ（注記22.2.1.2を参照）、ならびにフェッセンハイムの蒸気発生器搬出作業の経験フィードバックを踏まえた蒸気発生器の輸送および準備コストの再見積りによる増加117百万ユーロ（注記22.2.1.2を参照）によって部分的に相殺されている。
- 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金の増加285百万ユーロ。これは主に、2024年度に開始された行動計画の枠組みにおける危険物質処理コストの再見積り、ならびに技術分析の取得、受領した申出、または日程修正に伴う見積りの修正に関連している（注記22.2.1.3を参照）。

(2) 一方で、実質割引率10ベシス・ポイントの上昇（注記22.2.1.5を参照）による引当金の（984）百万ユーロの減少に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(515)百万ユーロについては「割引費用」に（注記10（6）を参照）、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(469)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、損益計算書に認識された割引の戻入れに係る費用2,417百万ユーロが含まれている（注記10（6）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（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・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は未完了業務費用の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。

22.2.1.1 使用済燃料管理引当金

使用済燃料処理

核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ものである。

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業務を対象としている。

- ・ 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中間貯蔵。
- ・ 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～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との契約に基づいて測定される。これらの契約（修正される可能性がある）は、年に一度更新される物価指数を含む。

現時点で有効な契約は、2024年度～2026年度の期間を対象としており、次期契約に係る交渉が、2025年度に開始された。現段階では、当該交渉が当グループの財務コミットメントの規模および引当金に及ぼす影響を推測することはできない。

使用済燃料の貯蔵

以下の2つの点から、使用済燃料の中間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中間貯蔵施設使用量予測に基づき、ラアグのプールが飽和状態となるリスクの管理。
- ・ 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）、再処理ウラン燃料（RepU）、およびクレイ・マルヴィルから回収された燃料（FNR）を長期貯蔵するニーズ。

2024年2月26日のフランス原子力政策評議会（CPN）により、既存施設の延長、ならびに耐久性およびラアグの核燃料サイクル施設の更新を通じて、使用済燃料の再処理・再利用およびクローズド核燃料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。その結果、業界シナリオは2024年6月30日には、暫定的な対応策プロジェクト（ラアグ1における貯蔵の高密度化、乾式貯蔵）の実施、および既存または建設中の工業用施設では再利用できない使用済装荷燃料の新規貯蔵容量を建設することにより、ラアグのプールの短期的な飽和リスクの顕在化が短期間先送りされたことを踏まえて更新された。この業界シナリオの変更の結果、飽和リスクを管理するために当時計画されていた新しい水槽に関連する資産計上費用の減損142百万ユーロが認識され、2024年6月30日現在の使用済燃料管理引当金が更新され、総額3,301百万ユーロの影響が生じた。

新規貯蔵容量の建設プロジェクトについては、ラアグのOrano施設における将来の核燃料サイクル施設に係る産業計画（「将来の終了」プログラム（ADF））の検証が現在進められている。同計画には特に、新しい使用済燃料処理施設および新しいMOX燃料生産施設が含まれる。Oranoの監督下に置かれるこの計画では、新規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。

2025年度に、DGECはADECプロジェクトに関し、EDFおよびOranoに対して2025年3月10日付書簡により、同局は「提案された産業プロジェクトに異議を唱えない」ことを通知した。また、2025年3月17日のCPNは、「資金提供は主にEDFが負担する」ことを示した。

よって、「将来の終了」プログラムに関する協議において、2025年12月にOranoはEDFに対し、当該プログラムの総費用見積りの最新版を提出した。この見積りは、EDFが以前に提示した新規貯蔵容量に関する引当金の見積りを裏付けるものである。この新たな見積りに関する詳細な検討は、Oranoが2026年度末までにEDFに提出する予定である概略予備調査の提出時に実施される。

再処理ウランの再利用

2018年度に再開された再処理ウランの再利用は、2023年度に最初の燃料集合体が装荷され、現在900MW原子炉4基で使用されている。技術上の変更の完了および必要な認可が下りることを条件に、2027年度までに1,300MW原子炉にも、再処理ウランを基にした燃料集合体が装荷される予定である。使用済燃料管理引当金に含まれる再処理ウラン貯蔵引当金（469百万ユーロ）は、会計上採用される減価償却期間に従って、発電所の運転寿命後に使用できなくなる物質の貯蔵コストに相当する。

気象エネルギー総局（DGEC）および国庫総局の委託による監査

フランスの環境法第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。監査は2024年度第2四半期に開始し、2025年5月28日に終了したが、2023年12月31日現在の使用済燃料管理引当金の額に反映されているEDFの債務計算方法に重要な影響を及ぼすものではない。EDFは現在、DGECからのフォローアップレターを待っているところである。

22.2.1.2 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放射性廃棄物パッケージの中間貯蔵、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（すなわち、プルトニウム（MOX）燃料、クレイ・マルヴィル（FNR）およびブレンニリス（重水））の（該当する場合は長期中間貯蔵後の）直接貯蔵。
- 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、調整および中間貯蔵、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日現在において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	2025年	2024年
		12月31日現在	12月31日現在
極低レベルおよび	極低レベル廃棄物：CIRES-モルヴィリエ(ANDRA)		
低中レベル廃棄物	低中レベル廃棄物：CSA-スレーヌ(ANDRA)	3,565	3,310
長寿命低レベル			
廃棄物	調査中のプロジェクト(ANDRA)	366	371
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	10,177	10,475
	調整および中間貯蔵施設		
放射性廃棄物長期管理引当金		14,108	14,156

極低レベルおよび低中レベル廃棄物

見積りの基礎

極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。

- 極低レベル廃棄物は、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（極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年度に稼働開始）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。
- 2025年11月27日に設立された子会社Cyclife Technocentreとの間で2025年12月23日に締結した契約。この契約では、テクノセンター施設において2032年度から2072年度にかけて、極低レベル金属廃棄物（蒸気発生器のものを含む）の処理（切断、分類、溶融）を行い、その後、これらの金属を再利用し、最終廃棄物をANDRAセンターに貯蔵する。これは、国家公開討議委員会（CNDP）が2024年10月10日から2025年2月7日まで主催した公開討論をEDFが主導した後、フェッセンハイムの敷地におけるテクノセンターの開発計画を進めることを決定したことに続くものである。この新しい施設は2032年度の稼働開始が予定され、Cyclife Technocentreが運営を担う。
- 事前処理の工程の開発に見込まれるその他の費用の見積り。

2025年6月30日現在、クレイ・マルヴィルのナトリウムを含むコンクリートブロックの事前処理費用が見積られ、極低レベル廃棄物管理引当金に118百万ユーロの影響が生じた。これらのブロックは、クレイ・マルヴィル原子炉の一次および二次回路に含まれるナトリウムを廃棄物として処理した結果生じている。

また、フェッセンハイムの蒸気発生器の撤去作業の経験フィードバックを受けて、蒸気発生器の輸送費用も再度見積られた結果、発電所レベル（稼働中のPWR発電所について蒸気発生器が約300台）での引当金が117百万ユーロ増加した。

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）原子力発電所の廃炉から生じ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、特定の地表付近貯蔵を定めている。

最初に廃炉となったUNGG原子炉であるシノンA2から2045年度までに抽出予定の黒鉛に関する引当金を算出するために採用されたシナリオでは、廃棄物は既存のオープン地上貯蔵センターに貯蔵されることを前提としている。また、シノンA2にこの黒鉛の中間貯蔵施設を建設する必要があるリスクに対する引当金が計上された。

その他の原子炉の黒鉛に関する引当金において採用されたシナリオは、専用の地表付近貯蔵センターでの直接貯蔵である。

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物は、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、廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付法律では、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。

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250億ユーロと設定した。

EDFは、2016年度の費用計算には含まれていなかった情報を反映させるため、引当金の更新を2024年度の財務諸表に反映した。当該更新により、引当金が823百万ユーロ増加した。

2016年1月15日の費用見積りに基づいて、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、稼働開始、「パイロット操業フェーズ」の終了、安全性再審査）において、ASNRの意見に従って更新されることが定められている。

2025年5月12日にANDRAは、Cigéo貯蔵施設の見積りの更新に係る報告書をフランス産業・エネルギー担当大臣に提出した。これは、Cigéoプロジェクトの基準見積りおよび関連引当金を更新するためのプロセスの最初の段階である。

関連する基準スケジュールも見直される予定であり、現在のスケジュールでは、長寿命中レベル廃棄物の最初のパッケージの受入れが2050年度に予定されている（以前の基準スケジュールでは2035年度～2040年度）。高レベル廃棄物のパッケージについては、以前と同様、2080年度に予定されている。

ANDRAの報告書に含まれる数値は、使用された仮定に応じて高・中・低の見積りの形で提示されており、プロジェクトの予測スケジュールにおいて最終的に達成可能と判断された最適化を含むシナリオが含まれている。このシナリオにおいて、税制が一定であれば、費用が比較的安定していることが示されている。

2025年12月31日現在、Cigéoの費用を定義する新たな設定が公表されていないことから、高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物の貯蔵に関する引当金は、依然として2016年度の費用設定および2024年度末に特定された情報に基づいて決定されている。

引当金額は、費用設定が発表された後に再検討されることになる。

高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物の貯蔵に対する引当金は、合計9,175百万ユーロである。当該引当金は、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コストに基づいており、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中間貯蔵、貯蔵用地へ向けた除去、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。

また、Cigéoの課税に関しては、2021年財政法第127条に、同プロジェクトの税務上の変更（工業用施設に適用される標準課税から貯蔵に特化した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2025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。

Cigéoプロジェクトの支援税に係る決定

Cigéoの支援税制度について、2025年度フランス財政法第18条を補完する決定が2025年12月24日に公示され、以前はプロジェクト費用の一部として引当金でカバーされていた支援税を、フランス政府が独立した恒久的措置とみなしていることが確認された。これにより、同税と放射性廃棄物長期管理義務との関係がもはや確立されないことから、EDFは会計上の見積りの変更を行うとともに、2025年12月31日現在の財務諸表に当該変更による将来の影響を反映させ、その結果として、これに関して認識された引当金320百万ユーロの全額が戻し入れられた。よって、これらの支援税の年間支払額は今後、当該期間の費用として計上されることになる。

ICEDA

長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金は、主にICEDA（放射性廃棄物の調整・貯蔵施設）における長寿命中レベル廃棄物の、Cigéoへの輸送開始までの調整および貯蔵を対象とする1,002百万ユーロも含んでいる。

22.2.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基礎原子力施設（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。

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。用地はASNR指針24号に準拠して原状回復され、産業用に再利用される。

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(ショーおよびフェッセンハイムの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、解体計画が現在もASNR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。フェッセンハイム解体の政令は2026年3月に公布される見込みである。

これらの作業はそれぞれがEDFにとっ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乏しいか全くない原子炉技術に関連している。すなわち、新たな方法および技術の開発が必要であり、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高いリスクを伴う。他方、PWRの廃炉については経験フィードバック(欧州では永久閉鎖された原子炉の大半について一次回路の解体が完了していないことから、主に米国のもの)が活用できる。また、ショーA発電所は洞窟内に位置し、稼働中のPWR発電所とは放射線物質汚染が明らかに異なるという特性を有しており、そのため、これもまた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基の概略予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業により、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所(「第2および第3世代」発電所)の将来の廃炉費用に関する詳細な見積り基準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)	2024年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(2)	2025年
		営業(1)	金融	取崩(1)	戻入		12月31日現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	13,510	-	608	(10)	-	(362)	13,746
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	5,711	285	170	(274)	-	-	5,892
原子力発電所廃炉引当金合計	19,221	285	778	(284)	-	(362)	19,638

(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、2025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、資産の裏付けがある引当金について使用された2025年12月31日現在の実質割引率の変更の影響(306)百万ユーロ(注記22.2.1.5を参照)が含まれる。

現在稼働中の原子力発電所(900MW系列、1,300MW系列およびN4系列を備えた加圧水型原子炉(PWR)、ならびにフラマンヴィル3 EPR)

以下の2段落に記載された見積りの基礎は、稼働中の原子力発電所56基およびフラマンヴィル3に関するものである。

900MW系列、1,300MW系列および1,450MW系列の56基(すなわちフラマンヴィル3以外)については、廃炉費用の基準見積りは、900MW系列の原子炉2基の解体に係るエンジニアリング、建設作業、運営および現地での廃棄物処理の費用全体の分析に基づいている。当該基準見積りは、施設の規模および構造の違いを考慮した上で、1,300MW系列および1,450MW系列の最初のユニットに拡大適用される。発電所全体に関する見積りには、原子炉の技術的均一性により可能となる系列効果および相互効果も含まれている。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系列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。

系列効果(特定の系列の最初のユニット以降の原子炉に係る費用の軽減)の規模は、作業の性質に依存する。

- ・ 1系列の最初のユニットについて実施された調査の大半は、微細な調整とともに、それに続く原子炉についても利用される。
- ・ 特定の工具は、その後の複数の用地において再利用される。
- ・ 最初の作業現場で得られた経験フィードバックは、リスクを軽減し、その後の類似作業を最適化するために直接活用できる。

相互効果は、同一の用地に存在するユニット間の相乗効果を指す。具体的には以下に当たる。

- ・ 特定の工業用施設および事務所は、同一用地の全原子炉で共有され、2回解体する必要はない。
- ・ 特定の稼働、監視および保守費用は、特定の用地に存在する原子炉の数に比例しておらず、ほぼ影響がない場合もある。

フラマンヴィル1および2とフラマンヴィル3との間の相互効果が考慮されている。

同一用地の複数の原子炉を解体する方が、異なる用地にある孤立した原子炉を解体するよりも費用が低いことが、これらの相互効果により説明される。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。

系列効果および相互効果はそれぞれ、それらの効果を含まず計算された稼働中のPWR発電所の見積額の9%および7%に相当する。系列効果および相互効果は、系列によって異なる。すなわち、ひとつの系列により多くのユニットがある場合(系列効果)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系列ではその組み合わせの効果(系列効果および相互効果)は16%を上回る。

逆に、これらの費用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、2016年1月に公表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、この選択肢は見積りの慎重性を示すと判断された。

当該見積りには、リスクおよび不確実性への対応も、以下のとおり含まれている。

- ・ 見積り総額だけでなく、計画期間、系列効果、相互効果および転移係数も含む、費用見積りに関するすべての仮定に係る不確実性の算入。
- ・ 識別可能であるが偶発的な事象に係るリスクの算入。これらのリスクの財務的評価は、その現実化から直接生じる費用およびプロジェクトの全期間の延長により生じる費用を考慮している。

リスクおよび不確実性の全体的なマージンは、フラマンヴィル3を除く稼働中のPWR発電所全体に関して18.7%（フェッセンハイムの基準見積りでは33.4%）である。

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、この分析を強化することに注力している。

2025年度には、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（2025年のユーロ換算で）約7.0億ユーロであるのに対して、フラマンヴィル3を除く全PWR発電所のユニット1基当たりの平均費用は、上記の系列効果および相互効果を含めて4.3億ユーロである。

2025年度には、相互効果の計算モデルの簡易化により、稼働中の原子力発電所の計画の不確実性に係る廃炉引当金が58百万ユーロ減少した。

アスベスト含有塗料に関しては、稼働中の発電所について、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実施されている。このプログラムは、廃炉の範囲を決定する被塗装主要部品を優先的に対象とし、その後、電気機械設備に拡大される予定である。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ている。

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日に原子炉を初稼働し、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に関する引当金が認識された。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）の構造に適用したものに基いている。当該引当金は2025年12月31日現在の財務諸表において230百万ユーロ計上されている。

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、それぞれ明確な特徴を持つ4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第2世代PWR原子炉である。

見積りの基礎

廃炉費用は、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れた見積りに基づいている。同費用については、毎年再評価が行われている。

UNGG原子炉の廃炉に関する業界戦略では、以下の作業が予定されている。

- ・ 基本的に遠隔管理による炉心の解体工程。
- ・ 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、2020年3月に公示されたASNのUNGG原子炉解体に係る決定に従い、原子炉によって、2063年度から2093年度の間に完了予定とされた。

2021年度に公表された、気象エネルギー総局（DGEC）が委託したEDFの永久に閉鎖された原子力発電所（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の外部監査は、「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・改定手続き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。また、報告書は、「当該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。

当該監査の提言に従って、日程リスクおよび見積りに係る不確実性レベルの評価を強化するために、日程リスクおよび不確実性の分析評価手法（現在進行中の廃炉プロジェクトの大半に適用）および「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が導入された。

永久閉鎖された発電所の見積りはまた、調査およびエンジニアリングの必要性の評価手法の変更、ならびに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）の老朽化リスクも考慮している。

2025年12月31日現在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	引当額 (現在価値)
加圧水型原子炉－PWR－ショーA	342	299
加圧水型原子炉－PWR－フェッセンハイム*	1,177	996
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	6,481	3,302
重水炉－ブレンニリス	548	470
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	714	621

* 中間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13億ユーロ）。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、PWRよりも複雑で直接視認できない遠隔管理による切断となること、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78億ユーロ）。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24億ユーロ）。これは、除去に慎重を要するナトリウムの処理、および特に原子炉（容器が1,300MWの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。

2024年度の進展

2024年度には、手法に関する作業において、以下の2つの分野横断的問題が掘り下げられた。

- ・ 有害物質（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インベントリを統合し、有害物質リスクの管理を強化するとともに、これらの有害物質管理の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する複数年行動計画が開始された。これを受けて引当金が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変更のフェッセンハイムへの影響を考慮するための70百万ユーロを含む）。
- ・ 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システムの分析から、閉鎖された全施設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。

2025年度の進展

2024年度に有害物質に関する行動計画が開始された後、2025年度には、各用地に存在するアスベスト、鉛およびその他の有害物質の詳細な目録が作成され、工事分（対象となる建設物資材および被覆の撤去ならびに解体工事に係るアスベスト除去費用）、運営およびエンジニアリング分（追加スタッフ、研修、施設の改修など）、ならびに廃棄物処理分の追加費用の総額が見積られた。この見積りには確率計算が適用され、これらの追加費用の実際の発生リスクが反映された。その結果、引当金が44百万ユーロ増加した。

2025年度には、技術レポート、受け取った提案およびスケジュールの変更により、見積りが複数回にわたって見直された。これらの見直しの結果として特に、(i)原子炉ブロック解体の追加費用をカバーするためのプレニリス発電所の廃炉費用の増加90百万ユーロと、(ii)操業費用の調整に起因する増加および工業的実証炉の開発費用の増加によるシノン発電所の廃炉費用の増加54百万ユーロが反映された。

22.2.1.4 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廃炉に係る費用の一部を構成する。そのため、稼働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。

2024年度以降、炉心核燃料引当金には、フラマンヴィル3発電所の炉心に関連する金額が含まれている。

2025年度は炉心核燃料引当金が154百万ユーロ増加し、これには燃料費の変動に関する67百万ユーロが含まれる。

22.2.1.5 割引率、インフレ率および感応度分析

22.2.1.5.1 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AA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、2025年度は3.19%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。2025年度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2.1%から4.3%の範囲（2024年度末現在2.3%から3.6%）、20年から50年の間の支出は3.5%から4.3%の範囲（2024年度末現在3.4%から3.6%）、そして、50年より後の支出は3.19%（2024年度末現在3.22%）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。
- ・ 安定的なスプレッド曲線を描く目的による、AAからBBB格付の社債のスプレッドの参照。AA格付の社債の数が最近増加したことから、A格付の社債のスプレッドの参照に代わって、AA格付の社債が参照された。BBB格付の社債のスプレッドは、これらの社債が「投資適格」債の大部分を構成し、満期が特に長い社債の大半を占めるため、引き続き参照された。

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、2025年度の0AT値の金利のボラティリティの高さを踏まえ、2025年12月31日現在採用された割引率は4.5%（2024年12月31日現在4.5%）、仮定したインフレ率は1.8%（2024年12月31日現在1.9%）、すなわち2025年12月31日現在の実質割引率は2.7%（2024年12月31日現在2.6%）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。

22.2.1.5.2 割引率の規制上の制限

使用された割引率は、規制により定められた2つ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。同上限は2025年12月31日現在、2.69%（2024年12月31日現在2.72%）であり、使用された実質割引率（2.65%（小数点以下2桁まで表示））を上回っている。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

異なる資産クラスのリスク・リターン特性を組み込んだ研究により示された専用資産に係る20年間の平均予測収益率は、2004年1月1日から2025年12月31日の間に観察された平均年間収益率6.1%に近く、使用された名目割引率4.5%を上回っている。

22.2.1.5.3 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)	2025年12月31日現在		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)	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	25,272	16,194	24,849	16,211
営業サイクルに関連しない金額	8,464	4,668	7,794	4,496
放射性廃棄物長期管理	41,468	14,108	40,405	14,156
核サイクル終了費用	66,740	30,302	65,254	30,367
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	25,502	13,746	25,154	13,510
閉鎖された原子力発電所の廃炉	9,606	5,892	9,313	5,711
炉心核燃料	5,301	3,149	5,167	2,995
廃炉および炉心核燃料費用	40,409	22,787	39,634	22,216
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金*		53,089		52,583

* 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）の内訳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)	2025年度		
	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の 支払予定	10年後以降の 支払予定*	合計
使用済燃料管理	11,639	13,633	25,272
営業サイクルに関連しない金額	2,077	6,387	8,464
放射性廃棄物長期管理	6,629	34,839	41,468
核サイクル終了費用	18,268	48,472	66,740
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	831	24,671	25,502
閉鎖された原子力発電所の廃炉	4,177	5,429	9,606
炉心核燃料	1,418	3,883	5,301
廃炉および炉心核燃料費用	6,426	33,983	40,409

* 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44%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ41%および93%は廃炉引当金に係る予定である。

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)	引当額 (現在価 値)	割引率に対する感応度			
		2025年 12月31日現 在		税引前純利益	
		貸借対照表上の引当金			
		+ 0.20 %	- 0.20 %	+ 0.20 %	- 0.20 %
核サイクル終了費用					
-使用済燃料管理	17,449	(325)	344	281	(297)
-放射性廃棄物長期管理	14,108	(691)	770	524	(591)
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	13,746	(571)	602		
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,892	(161)	171	161	(171)
-炉心核燃料	3,149	(94)	99		(10)
合計	54,344	(1,842)	1,986	966	(1,069)

専用資産で填補される金額	39,049	(1,611)	1,745	828	(920)

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494/ (520) 百万ユーロを含め、(938) /974百万ユーロである。

22.2.1.6 専用資産

22.2.1.6.1 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、行政当局の認可を得た上で最長5年と定めた。

22.2.1.6.2 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、この戦略的配分いくつかの変更が加えられた。特に、2010年度にRTE（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分され、2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定された。このポートフォリオは、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。

2025年6月19日の取締役会により承認された戦略的配分は、2024年6月28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32%）。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38%）。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。

2025年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産9,842百万ユーロを含む合計11,230百万ユーロの実現可能価額で評価されている。

22.2.1.6.3 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短期金融資産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22.2.1.6.2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。

22.2.1.6.4 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、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、Sinal（旧Norlys Fibernet）、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の投資から構成されている。

22.2.1.6.5 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。

2025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	2025年12月31日現在		2024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		7,649	9,842	7,585	9,485
投資（CTEを含む）(1)	15.2	7,019	9,211	7,100	8,993
非上場ファンド（EDF Invest）(2)	15.5	628	629	496	503
金融デリバティブ		2	2	(11)	(11)
成長資産		9,793	14,916	10,482	16,633
株式－投資ファンド中の株式	15.5	9,087	14,184	9,783	15,995
非上場株式ファンド（EDF Invest）(2)	15.5	710	710	698	699
金融デリバティブ		(4)	22	1	(61)
確定利付資産		17,281	17,710	13,908	14,202
債券 (3)	15.5	14,175	14,221	12,878	13,172
非上場債券ファンド（EDF Invest）(2)	15.5	250	250	255	260
現金ポートフォリオ (3)	15.5	2,401	2,789	364	365
非上場優先債券ファンド（EDF Invest）(2)	15.5	428	428	395	395
金融デリバティブ		27	22	16	10
専用資産合計(4)		34,723	42,468	31,975	40,320

- (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2025年12月31日現在で合計2,016百万ユーロ（2024年12月31日現在1,844百万ユーロ）、実現可能価額は2025年12月31日現在で2,017百万ユーロ（2024年12月31日現在1,857百万ユーロ）である。
- (3) この表において、2025年度の専用資産に含まれる投資有価証券の純額（注記15.5を参照）は、有価証券貸借取引に関連して計上され、金融負債926百万ユーロ控除後の金額で表示されている。当該負債は、現金ポートフォリオに表示された短期金融資産投資ファンドに再投資されており、2024年度にはこれに相当するものがなかった（注記25（3）を参照）。
- (4) 2024年および2025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。

22.2.1.6.6 長期原子力債務の填補率

2025年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の108.8%が専用資産によって填補されていた。2025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、2025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。

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。

原子力発電に関する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)	2025年 12月31日現 在	2024年 12月31日現 在
使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	4,668	4,496
放射性廃棄物長期管理引当金	14,108	14,156
原子力発電所廃炉引当金	19,638	19,221
炉心核燃料引当金－核サイクル終了の将来費用部分	635	634
長期原子力債務の現在原価	39,049	38,507
専用資産の実現可能価額	42,468	40,320
規制上の填補率	108.8 %	104.7 %

22.2.1.6.7 2025年度の専用資産の変動

2025年度の専用資産（上場資産および非上場資産）の運用成績は、6.8%である。

EUR/USDおよびEUR/GBPのレートがポートフォリオに与える不利な影響にもかかわらず、2025年度の利回り資産の運用成績は5.5%に達し、2024年度（4.6%）から増加しており、全資産クラスでプラスの運用成績となっている。

成長資産（主に上場資産から成る）は、特に米国の市場に生じたボラティリティにもかかわらず、11.5%のプラスの成長を見せた。投資家は最終的に、貿易相手国に対して関税の大幅な引き上げを課すという米国の決定により生じた経済的不確実性を受け入れ、貿易合意の展望が米国経済の著しい強靱性と相まって、市場は大きな回復を見せた。人工知能への投資の収益性および資産価格バブルの可能性に対する投資家の疑念もまた、ボラティリティを高める要因となった。米ドルは明らかな下落傾向を示し、ユーロ建ての運用成績にとって負担となった。

確定利付資産（主に上場株式から成る）は、2.9%の運用成績を記録した。上場債券は比較的高いボラティリティを見せ、世界各地でイールドカーブは再スティープ化（長期金利と短期金利の差の拡大）の傾向を示した。投資家の関心は予算政策の問題に集中しつつある。各国の資金調達ニーズは上方修正されており、これは投資家にとって、追加的な長期利回りプレミアムを裏付けるものである。

専用資産の価値が初めて10億ユーロを超えた2004年以降の専用資産の年平均収益率は、2025年12月31日現在6.1%である。

2025年度にEDF Investは、インフラ、不動産、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。EDF Investは特に、2025年度下半期に不動産の少数持分を取得し、パリ首都圏の商業ゾーンEspace Chanteraignesの49%および欧州に所在する住宅不動産のポートフォリオであるEurolivingの50%を取得した。2025年度に行われた北米の太陽光発電所Catalina Solarの売却およびQ-Park資産の間接一部売却は、ポートフォリオのローテーションに寄与した。

2025年12月31日現在、専用資産全体の運用成績により、金融損益に2,857百万ユーロが計上された。これは主に、受取利息および配当金（804百万ユーロ）、不利な市場動向に特に起因する債券および投資ファンドに係る引当金の増加（（248）百万ユーロ）、ならびに投資有価証券売却益（2,287百万ユーロ）によるものである。

2025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577百万ユーロ（2024年度527百万ユーロ）であった。

22.2.2 非原子力施設廃止引当金

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炉費用は、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、更新される調査を使用して計算される。

2025年度にEDFは、すべての火力発電所の廃炉費用の見直しに着手した。この見直しでは、詳細な分析を用い、各用地の特殊性を考慮した原状回復に必要なすべての作業をより正確に特定し、各用地で実施された汚染除去に係る診断、煙突の処理などの特定の作業に関する業務の外注に係る経験フィードバック、さらに、リスク、危険および不確実性の包括的な検討を行った。このプロセスの結果を踏まえ、引当金が342百万ユーロ増額された。この費用分析は、毎年見直される。

22.2.3 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 SA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、期末日現在で従業員が雇用後給付および長期給付について稼働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。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、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。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
- ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産の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一般年金制度の変更（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）。

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日以降に採用されたIEGステータスの対象となる従業員について、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。

フランスにおける年金改革

2025年12月30日付の2026年社会保障財政法第2025-1403号により、2023年4月14日付年金改革の一般年金制度に関する部分が改正された。同法は、1964年～1968年の間に生まれた世代について、最低退職年齢の段階的引き上げを（2028年度まで）停止することを定めている。同法はまた、女性、特に子どもを持つ女性の年金受給権の改善も目指している。

最低退職年齢の段階的引き上げの停止

一般年金制度では、新法により、2023年4月14日付の年金改革法で定められた最低退職年齢および年金受給資格に必要な拠出期間の段階的引き上げが停止される。IEG特別年金制度に基づく年金受給条件に変更はないが、1964年～1968年の間に生まれた退職者については、提携メカニズムに基づき補完年金機関のCNAVおよびAGIRC-ARRCOにより支払われるIEG相当給付金の支払が1四半期または2四半期前倒しされる場合がある。

男女間の年金給付に係る不平等解消による年金制度の改善

- ・ 女性加入者が育てた子どもの数を考慮することによる、一般年金制度における平均年収の改善。
- ・ ボーナス拠出期間（子供一人当たり）を設け、勤続年数の長い人が最大2四半期まで早期退職できる権利を実現。当該措置は、当グループの債務に影響を及ぼさない。

2023年の年金制度改革に適用された処理と整合性を保ち、上記のこの法律が2026年度の社会保障予算に及ぼす影響はすべて、制度の変更に分類される。結果として生じた追加過去勤務費用は68百万ユーロとなり、損益計算書の費用に認識された(注記5 (1) および22.2.3 (2) を参照)。

IEG特別制度および一般年金制度のIEGステータスの年金受給者に対する社会的給付の維持に関連する債務

年金制度を問わず、IEGステータスのすべての年金受給者は、以下を含むIEGステータスに付随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特別年金制度および一般年金制度の受給者に、IEGステータスの対象となる現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よる）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調整支払額も含まれている。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特別年金制度および一般年金制度の受給者は、IEGステータスの従業員と同様の受給権を有する。
- ・ 忌引手当：これは、年金制度を問わず、退職したIEGステータスの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（限度額までの年金3か月分に相当する法定補償）。

IEGステータスの従業員の退職に関連する債務

年金制度を問わず、IEGステータスのすべての従業員は退職時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ステータスの従業員は、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を有する。

特別年金制度に加入しているIEGステータスの従業員の身体的過酷労働従事認定に関連する債務

規定には、IEG特別年金制度に加入しているIEGステータスの従業員について、身体的過酷労働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、年金の計算において加入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に含められた休暇日の割当てを受ける。

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内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに傷病および就労不能による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

従業員給付引当金の増減は以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動	2025年 12月31日現在
	在	営業(1)(4)	金融(3)	取崩(2)(4)	戻入(5)		在
雇用後給付引当金	11,728	403	813	(711)	(410)	-	11,823
長期給付引当金	1,001	74	33	(138)	-	-	970
従業員給付引当金	12,729	477	846	(849)	(410)	-	12,793

- (1) 過去勤務費用364百万ユーロ、数理計算上の損失の償却111百万ユーロおよび過去勤務費用に係る権利未確定給付2百万ユーロを含む。
- (2) 雇用主の拠出額(723)百万ユーロ、年金改革の停止による(68)百万ユーロ、数理計算上の利益(57)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10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			未認識数理 計算上の損益	貸借対照表上 の引当金
		制度 資産	控除後 債務	未認識過去 勤務費用		
2024年12月31日現在残高	25,088	(9,854)	15,234	4	(2,509)	12,729
2025年度純費用	1,142	(411)	731	2	54	787
未認識数理計算上の損益の変動	(1,526)	462	(1,064)	-	1,064	-
給付支払額	(1,169)	446	(723)	-	-	(723)
2025年12月31日現在残高	23,535	(9,357)	14,178	6	(1,391)	12,793

2025年度の債務に係る数理計算上の損益は(1,526)百万ユーロであり、以下のものを反映している。

- ・ 割引率の変動(1,936)百万ユーロおよびインフレ率の変動(415)百万ユーロ。
- ・ 実績による調整の変動809百万ユーロ。主に主要な報酬の変更、ならびにCNAVおよびAGIRC-ARRCO年金の再評価に起因する。
- ・ 各種比率の変化に関連する社会保障費の変動16百万ユーロ。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在
過去勤務費用	364	343
利息費用(割引の影響)(1)	846	808
制度資産の期待運用収益	(410)	(397)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	19	(6)
数理計算上の損益の変動－長期給付	35	99
過去勤務費用－権利確定給付(2)	(68)	-
過去勤務費用－権利未確定給付	1	1
雇用後給付および長期給付に関する費用純額	787	848
うち：		
営業費用(3)	351	437
金融損益	436	411

- (1) 利息費用(割引の影響)846百万ユーロは、2024年12月31日現在と比較して38百万ユーロ増加している。
- (2) 2025年12月31日現在、2023年度に発効した年金改革の停止の影響により、過去勤務費用に係る権利確定給付は(68)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) 2025年度のこの金額は、営業引当金の増加(475百万ユーロ)から数理計算上の損益の戻入((57)百万ユーロ)、過去勤務費用に係る権利確定給付((68)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。

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)	2024年 12月31日	増加		減少		その他の 変動	2025年 12月31日
	現在	営業	金融	取崩	戻入		現在
年金	7,523	216	613	(533)	(392)	-	7,427
CNIEG費用	465	7	13	(18)	-	-	467
現物給付 (エネルギー)	2,724	110	136	(131)	-	-	2,839
退職慰労金	121	31	19	(7)	(18)	-	146
その他	895	39	32	(22)	-	-	944
雇用後給付引当金	11,728	403	813	(711)	(410)	-	11,823

(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	17,189	(8,924)	-	(838)	7,427
CNIEG費用	362	-	-	105	467
現物給付 (エネルギー)	3,625	-	-	(786)	2,839
退職慰労金	522	(417)	3	38	146
その他	866	(16)	3	90	944
2025年12月31日現在の雇用後給付引当金	22,564	(9,357)	6	(1,391)	11,823

(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

22.2.3.2 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)	2024年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動	2025年12月31日現在
	営業	金融	取崩	戻入			
業務上の事故または疾病に係る年金	849	66	27	(119)	-	-	823
長期勤続報奨	135	8	5	(17)	-	-	131
その他	17	-	1	(2)	-	-	16
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金	1,001	74	33	(138)	-	-	970

22.2.3.3 特別年金制度の特定給付および退職慰労金に係る制度資産

制度資産の価額は、当年度中において、主に金融市場の不利な動向が増進したことにより減少した。

(単位：百万ユーロ)	2025年 12月31日現在	2024年 12月31日現在
制度資産合計	9,357	9,854
特別年金給付向け資産	8,924	9,416
内訳（％）：		
株式	34 %	33 %
貨幣性債券	62 %	65 %
不動産	4 %	2 %
退職慰労金向け資産	417	423
内訳（％）：		
株式	41 %	42 %
貨幣性債券	59 %	58 %
その他の制度資産	16	15

22.2.3.4 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2025年12月31日現在3.90%（2024年12月31日現在3.40%）である。
- ・ インフレ率は2025年12月31日現在1.80%（2024年12月31日現在1.90%）と見積られている。
- ・ 平均雇用残存期間は18.74年である。
- ・ 「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2025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2025年度4.27%（2024年度4.15%）である。
- ・ 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2025年度4.51%（2024年度4.41%）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、2025年12月31日現在の割引率を3.90%に設定している（2024年12月31日現在3.40%）。

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、2025年12月31日現在1.80%である（2024年12月31日現在1.90%）。

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2.80%である。

2025年度以降に予測される賃金法は、同業界において近年観察された平均昇給（非経常的影響を調整後）に基づいている。

債務の計算に使用される生命表は、INSEE 2013-2070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。

22.2.4 その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2024年 12月31日 現在	増加			減少		その他の変 動	2025年 12月31日現在
		営業	金融	特別	取崩	戻入		
以下に対する引当金：								
・ 人件費	47	40	-	-	(38)	(1)	-	48
・ 委譲運営資産の取替	290	3	-	-	-	-	(3)	290
・ その他の費用	384	28	1	-	(104)	(115) *	1	195
その他の費用引当金	721	71	1	-	(142)	(116)	(2)	533

* 「その他の費用」の項目の減少には、国務院によるEDFに有利な判決を受け、引当金の戻入額115百万ユーロが計上されたことが含まれている（注記23を参照）。

注記23 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、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高くなく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、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（不存在）が確認される。

2025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、一部の長期原子力債務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つについてEDFの立場を認めたが、他の引当金については更正を支持した。

この判決は、EDFが第一審の判決の履行として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年度の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が、2025年11月24日に上告不受理の決定がされたことから当該訴訟は終結し、当社の財務諸表に対する影響はなかった。一方で、検察もまた2025年7月2日付の判決により、当社の主張が支持された部分について上告したが、国務院は検察の上告を棄却し、当該長期原子力債務について、当社にとって有利なものばかりであった過去の決定を有効であると確定した。国務院のこの決定を受けて、2025年6月30日現在において、引当金の戻入れ115百万ユーロが認識された（注記22.2.4を参照）。

ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機により、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、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの全部または一部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 Énergie Grands ComptesおよびPriméo Énergie 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件が現在係属中である。

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覆した。2021年12月2日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は2022年1月19日に破毀院に上訴した。破毀院は、2023年3月22日の判決において、手続上の理由のみで、パリ控訴院の判決をそのすべての判示項目において破毀および取消し、本案を控訴院に差し戻した。2024年6月24日の判決により、パリ控訴院は再度商業裁判所の判決を取り消し、Hydroptionの損害賠償請求を棄却した。2024年11月8日、清算人は破毀院に上告した。

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はこれら2つの判決に対して控訴した。2025年7月11日にパリ控訴院は、2021年11月30日にパリ商業裁判所が下した判決を覆した。契約上の不可抗力の条件が満たされておらず、EDFに過失がなかったことから、控訴院はTotalEnergiesおよびEkwaterの損害賠償請求を棄却した。また、控訴院はTotalEnergiesに対し、枠組み契約の不当な中断に係る損害賠償として、EDFに21.5百万ユーロを支払うよう命じた。TotalEnergiesとEkwaterはそれぞれ2025年10月8日と14日に、破毀院に上告した。

フランスの競争当局（ADLC）による調査

2024年12月31日以来、EDFグループは競争当局による2件の審査の対象となっている（Plümの訴状およびXélanの訴状）。この手続きは現在進行中である。

労働訴訟

EDFは、複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、当社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調査および検査を定期的に受けている。URSSAFによる2020年度から2022年度までの検査は2023年度に終了した。2024年度に受領した更正に係る結論は、EDF SA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は2023年12月14日にパリ商事裁判所にて、RTEと締結したバランス責任契約（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ならびにRTEおよびEnedisを相手取る訴訟を提起した。この解約により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。

並行して、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、管轄権がないことを表明した。2025年11月27日にパリ控訴院は、E-Pangoの控訴を棄却し、ADLCはこの件に関して管轄権がないことが確認された。E-Pangoは破毀院に上告した。

パリ商事裁判所における本案訴訟については、EDF（ならびにEnedisおよびRTE）の要請により、裁判官はパリ控訴院が判決を下すまで、判決を延期するよう命じた。この延期は有効であり、破毀院における上訴手続きの終了まで解除されない。

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生じた、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。

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、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2024年9月30日付判決により、EDFの主張を認め、すべての被告人に無罪を言い渡した。検察は、無罪判決に対する控訴を提起した。本件は2026年度または2027年度にパリ控訴院によって再度審理される可能性がある。

注記24 年度末現在における負債の返済期限の状況

(単位：百万ユーロ)	期限 1年未満	期限 1年～5年	期限 5年超	2025年 12月31日 現在総額
負債				
社債	2,930	13,450	45,297	61,677
金融機関からの借入金	857	1,112	771	2,740
その他の借入金および金融負債				
- 消費財に係る前受金	-	-	28	28
その他	1,040	-	-	1,040
- その他の借入債務	10,645	766	-	11,411
金融負債（注記25を参照）	15,472	15,328	46,096	76,896
金融デリバティブ	519	1,411	1,288	3,218
発注に係る前受金および未成業務受入金⁽¹⁾	2,580	-	-	2,580
買掛金 ⁽²⁾	10,990	-	70	11,060
税金および社会保障費負債 ⁽³⁾	8,703	-	-	8,703
固定資産関連負債および関連勘定	2,346	-	-	2,346
その他の負債 ⁽⁴⁾	28,348	17	3,939	32,304
営業、投資およびその他の負債	50,387	17	4,009	54,413
繰延収益⁽⁵⁾	933	1,085	1,319	3,337
負債合計	69,891	17,841	52,712	140,444

- (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、2025年12月31日現在1,911百万ユーロ（2024年12月31日現在2,168百万ユーロ）を含む。
- (2) 買掛金は、買取義務に関する2023年財政法第230条の憲法院による取消しが2025年12月31日に発効したことに伴い（注記4および6を参照）、発電業者に返済する金額の影響額が含まれている。これは政府による補償の対象となっている（注記4、6および17（4）を参照）。
- (3) 2025年12月31日現在、この項目は、引渡済であるが未請求のエネルギーについて、電力消費税として徴収される内国消費税（TIC）1,307百万ユーロ（2024年12月31日現在1,008百万ユーロ）を含んでいる。
- (4) 主に子会社との間の流動勘定、引受およびキャッシュ・プーリング契約の金額。
- (5) 2025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および電力集約型顧客に対するパートナー前渡金2,117百万ユーロ（2024年12月31日現在2,137百万ユーロ）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25 その他の借入金および金融負債の変動

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）。

借入の実行に際して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)	2024年 12月31日	換算調整 (実現および未実現)				2025年 12月31日
	現在	新規借入	返済	その他	現在	
社債（ユーロ建）	492	-	-	-	2	494
社債（ユーロ建以外）	17,836	3,375	(1,081)	(2,291)	238	18,077
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建）	21,031	3,538	(750)	-	532	24,351
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建以外）	17,435	2,364	(115)	(1,331)	402	18,755
社債(1)	56,794	9,277	(1,946)	(3,622)	1,174	61,677
長期借入金（ユーロ建）	8,012	1,090	(6,407)	-	45	2,740
長期借入金（ユーロ建以外）	1,588	-	(1,429)	(163)	4	-
金融機関からの借入金(2)	9,600	1,090	(7,836)	(163)	49	2,740
譲渡性負債商品（ユーロ建）	2,981	1,822	-	-	-	4,803
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	10	958	-	(2)	-	966
金融負債-専用資産	-	926	-	-	-	926
契約上の金融借入債務	572	6,257	(2,113)	-	-	4,716
その他の借入債務(3)	3,563	9,963	(2,113)	(2)	-	11,411
借入債務合計	69,957	20,330	(11,895)	(3,787)	1,223	75,828
消費財に係る前受金	29	-	(1)	-	-	28
その他の前受金	2,654	38	(2,900)	(16)	1,029	805 ⁽⁴⁾
銀行当座借越	59	-	-	-	168	227
繰延銀行借方勘定	17	-	-	-	(9)	8
未払利息 ⁽⁵⁾	990	-	-	-	(990)	-
その他の金融負債	3,720	38	(2,900)	(16)	198	1,040
金融負債合計	73,706	20,368	(14,796)	(3,803)	1,421	76,896

(1) 社債の増加は、主に総額9,277百万ユーロのマルチ・トランシェ優先債の発行（注記2.2.1、2.2.2、2.2.3、2.2.4、2.2.5、2.2.6、2.2.7および2.2.8を参照）が、社債の償還（1,946）百万ユーロ、外国為替による影響（3,622）百万ユーロ、およびANC規則第2022-06号を適用したことによる2025年1月1日付での社債に係る未収利息の組替え1,174百万ユーロ（注記25（5）を参照）により部分的に相殺された結果である。

(2) 2025年度の減少は主に、二者間与信の引出しの早期償還（7,836）百万ユーロおよびそれを部分的に相殺する二者間与信の新たな引出しによる影響1,090百万ユーロ、外国為替による影響（163）百万ユーロ、およびANC規則第2022-06号を適用したことによる2025年1月1日付での金融機関の借入金に係る未払利息の組替え49百万ユーロ（注記25（1）および（5）を参照）による。

(3) その他の借入債務の変動は主に、譲渡性負債商品の発行による2,778百万ユーロ、および銀行数行との買戻契約に基づく債券譲渡（現金受領を伴う）による4,144百万ユーロから成る。

926百万ユーロの金融負債-専用資産は、2024年度には相当するものがなかった有価証券貸付に関連している。これらの取引により、同額の金融資産（注記15.5を参照）と金融負債が同時に計上され、専用資産の帳簿価額には影響を及ぼさない。（注記22.2.1.6.5（3）を参照）。

(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、2014年1月のユーロ建てハイブリッド債券の発行に関してEDFが2026年1月22日に行使した償還オプションに関連する282.8百万ユーロ、および2013年1月の英ポンドハイブリッド債券発行に関してEDFが2026年1月29日に行使した償還オプションに関連する182.9百万ユーロ（159.6百万英ポンド）を含む（注記2.2.11および2.1を参照）。さらに、取引銀行から保証として受け取った債券134百万ユーロ（その対価は市場性のある有価証券に認識された）（注記18（2）を参照）およびファクタリング・プログラムに関する59百万ユーロを含む。

(5) 2024年12月31日現在、「未払利息」（990百万ユーロ）は、借入金および債務に係る未払利息1,223百万ユーロおよび金融デリバティブに関連する（233）百万ユーロを含む。ANC規則第2022-06号を適用し、以下のとおりとした。

一借入金および債務に係るすべての未払利息1,223百万ユーロは、期中の振替処理により2025年1月1日付で「社債」および「金融機関からの借入金」に組み替えられた。（注記25（1）および（2）を参照）。

ー金融デリバティブに関連する未収利息233百万ユーロは、期中の振替処理により2025年1月1日付で、借方残高341百万ユーロについては資産の「金融デリバティブおよび保有トークン」へ、貸方残高108百万ユーロについては負債の「金融デリバティブ」へそれぞれ組み替えられた。

25.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表上の負債の構成				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		ユーロ以外		ユーロ以外	ユーロ	ユーロ		ユーロ以外	
	以外	ユーロ	構成比 (%)	債務構成比 (%)			以外	ユーロ	構成比 (%)	債務構成比 (%)
合計Ⅰ－ユーロ		38,031	100 %	50 %		36,899		74,930	100 %	99 %
AUD	1,000	581	2 %	1 %	(1,000)	(581)	-	-	-	-
CAD	2,000	1,257	3 %	2 %	(2,000)	(1,257)	-	-	-	-
CHF	785	847	2 %	1 %	(785)	(847)	-	-	-	-
GBP	10,134	11,925	32 %	16 %	(9,355)	(11,027)	779	898	100 %	1 %
HKD	2,416	268	1 %	-	(2,416)	(268)	-	-	-	-
JPY	281,600	1,537	4 %	2 %	(281,600)	(1,537)	-	-	-	-
USD	24,790	21,382	56 %	28 %	(24,790)	(21,382)	-	-	-	-
合計Ⅱ－ユーロ以外		37,797	100 %	50 %		(36,899)		898	100 %	1 %
合計Ⅰ＋Ⅱ		75,828		100 %		-		75,828		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27.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

25.2 ヘッジ前後の金利種別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	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		
	合計	%	%	合計	合計	%	%
		2025年	2024年			2025年	2024年
		12月31日	12月31日			12月31日現	12月31日現
	現在	現在			在	在	
長期借入債務およびEMTN	62,508			(27,444)	35,064		
短期借入債務	10,078			-	10,078		
固定金利での借入債務	72,586	96 %	88 %	(27,444)	45,142	60 %	51 %
長期借入債務およびEMTN	2,678			27,444	30,122		
短期借入債務	564			-	564		
変動金利での借入債務	3,242	4 %	12 %	27,444	30,686	40 %	49 %
合計	75,828	100 %	100 %	-	75,828	100 %	100 %

注記26 為替換算差額および評価差額－負債

2025年12月31日現在の為替換算差額および評価差額－負債は、1,643百万ユーロ（2024年12月31日260百万ユーロ）であり、このうち169百万ユーロはヘッジされた英ポンド建社債に、54百万ユーロは純ヘッジされた米ドル建社債に関連し、1,116百万ユーロは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マージンコールに関する貸方残高に関係している。2024年12月31日現在、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マージンコールに関する貸方残高は、貸借対照表の負債の部の「金融デリバティブ」の項目に1,639百万ユーロとして表示されていた（注記19を参照）。

その他の情報

注記27 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。

金融デリバティブ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金融デリバティブは、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日から適用された金融デリバティブ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。

27.1 通貨、金利およびコモディティ・デリバティブに関連するオフバランスシート・コミットメント

EDFは金融商品を利用して、為替リスクおよび金利リスクの影響を制限している。

(単位：百万ユーロ)	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在	
	受取 想定元本	付与 想定元本	受取 想定元本	付与 想定元本
1ー金利取引				
短期金利スワップ				
EUR	-	-	-	-
長期金利スワップ				
EUR	27,267	27,267	27,557	27,557
GBP	12,520	12,520	6,557	6,557
USD	12,176	12,176	8,416	8,416
CAD	1,243	1,243	850	850
小計	53,206	53,206	43,380	43,380
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	36,646	30,906	47,517	39,254
GBP	13,990	13,601	16,446	18,047
USD	13,520	15,679	18,220	22,790
BRL	847	847	716	716
CNY	627	946	660	653
ILS	430	430	372	372
CHF	388	615	525	860
CAD	248	2,346	361	608
PLN	246	246	194	236
MXN	199	199	175	175
JPY	176	990	255	1,068
SEK	63	143	39	112
AUD	61	313	82	219
NOK	-	168	-	7
その他	409	409	256	256
長期通貨スワップ				
USD	29,571	1,992	26,396	1,721
GBP	19,709	4,871	18,967	3,990
EUR	5,327	55,008	7,769	49,055
CAD	1,865	-	1,324	-
JPY	1,530	43	1,560	71
CHF	843	-	803	-
AUD	569	-	-	-
HKD	264	-	258	-
ILS	53	53	46	46
PLN	-	56	-	57
NOK	-	-	122	-
小計	127,581	129,861	143,063	140,313
3ー証券化スワップ	-	-	-	-
4ー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	180,787	183,067	186,443	183,693
5ーコモディティ・スワップ				
石油製品（千バレル）	8,633	8,633	4,720	4,720
電力製品（TWh）	56	180	57	133

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2025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。

27.2 金融商品取引の純利益への影響

(単位：百万ユーロ)	2025年度	2024年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品*	332	318
為替商品	(646)	401
株式商品	(17)	-
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	300	54
為替商品	(132)	(104)

* スワップに係る金利を含む。

27.3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、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、2025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	142	303
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	117	5
・ クロス・カレンシー・スワップ	(1,882)	(1,230)
コモディティ・ヘッジ		
・ 石炭	-	-
・ 電力製品	-	(1,252)
・ 石油製品	-	(50)
合計	(1,623)	(2,224)

注記28 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

コミットメントの金額は割引前の契約価額に相当する。

2025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				2025年	2024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)	23,440	20,506	11,857	15,898	71,701	72,197
営業コミットメント	7,701	16,636	11,353	15,100	50,790	50,352
・ 燃料およびエネルギー購入コミット メント	3,483	11,458	10,054	10,919	35,914	36,401
・ その他の営業コミットメント	4,218	5,178	1,299	4,181	14,876	13,951
投資コミットメント	4,964	3,610	384	51	9,009	8,745
資金供与コミットメント	10,775	260	120	747	11,902	13,100
オフバランスシート・コミットメント (受取)	4,397	14,328	1,229	1,823	21,777	19,688
営業コミットメント	788	2,129	729	1,823	5,469	5,844
投資コミットメント	19	10	-	-	29	22

資金供与コミットメント	3,590	12,189	500	-	16,279	13,822

28.1 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。

28.1.1 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25年間にわたる長期購入契約を締結している。

(単位：百万ユーロ)	期限				2025年 12月31日 現在	2024年 12月31日 現在
	1年未満	1年～5年	5～10年	10年超		
電力購入および関連サービス	1,131	4,576	5,426	8,064	19,197	20,014
核燃料購入	2,352	6,882	4,628	2,855	16,717	16,387
電力および核燃料購入コミットメント	3,483	11,458	10,054	10,919	35,914	36,401

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。

- ・ 第三者発電事業者により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を購入するコミットメントを締結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。

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、コジェネレーション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2025年度の合計は52TWh（2024年度は48TWh）で、これには、コジェネレーションに係るもの4TWh（2024年度は5TWh）、風力発電に係るもの21TWh（2024年度は20TWh）、太陽光発電に係るもの19TWh（2024年度は15TWh）および水力発電に係るもの2TWh（2024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。

28.1.2 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。

この項目は特に、2024年5月31日のGE Steam Power原子力事業の取得に伴い、EDF SAがArabelle Solutionsに親会社保証および銀行保証として付与したコミットメントを含む。

それに対応する形で、EDF SAは、Arabelle Solutionsからコミットメントを見返りとして受領する（注記28.2.1を参照）。

28.1.3 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（グラン・カレナージュ産業改修プログラム、10年検査、およびEPR2に関連するコミットメントを含む）。

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。

28.1.4 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。2015年度における当該コミットメントの減少は主に、HPCの資金供与を背景としたEDF Internationalに対する（580）百万ユーロに関連している。

28.2 コミットメント（受取）

28.2.1 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、Arabelle Solutionsに関連するコミットメント（注記28.1.2を参照）。

サイズウェルCプロジェクトについて、Bpifrance Assurance Exportは、EDFグループの特定の事業体（EDF SAを含む）と締結した商業契約の資金として複数の銀行がサイズウェルCに供与した50億英ポンドの融資に対し、保証を提供した。

これに関連する各事業体（EDF SAを含む）は、Bpifrance Assurance Exportに対し、Bpifrance Assurance Exportの債務に対するカウンター保証となる確約書に署名した。同保証は、サイズウェルCによる返済不履行の際に、極めて発生確率の低い特定の状況下でのみ発動される。発動された場合の履行請求額は確約書の条件に従って決定され、現時点で見積することはできない。したがって当該保証については、オフバランスシート・コミットメントにはいかなる額も含まれていない。

28.2.2 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。資金供与コミットメント（受取）には、EDFとApolloが2025年6月20日に締結した契約に基づき、2026年度および2027年度に2つのトランシェから成る債券合計30億ポンド（34億ユーロ）を発行するオプションを含んでいる（注記2.2.6を参照）。

28.3 その他のコミットメント

28.3.1 電力供給コミットメント

EDFはその事業において、以下を主なものとする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。
- ・ 10～15年の期間で締結されるパートナーシップ契約。「コスト負担・リスク負担」方式のパートナーシップ（原子力発電割当契約）に基づき、電力集約型の事業者既存の原子力発電所の発電能力の一定割合を提供する。2025年12月31日現在の契約済電力量は約1GWである。

28.3.2 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、ガス供給事業の展開に関連してEDFによって把握されているが、評価はされていない。

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20年間、年間1百万トンのLNG（すなわち、天然ガス年間14億立方メートル）を購入する契約にも署名した。この契約に基づく引渡しは、供給業者の見通しでは2026年度に開始される予定である。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFは、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。2025年度にEDFは、同ターミナルにおける2028年から2036年にかけての再ガス化能力を約45%に引き下げた。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との間で、2024年から2036年の期間にわたって米国から123.6億立方メートルのLNGを購入する契約に署名した。

注記29 政府および関連当事者

29.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2025年12月31日現在EDFの資本の100%を保有しており、それにより、一般の支配株主と同様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との間で締結された公共サービス契約は、立法者がEDFに無期限で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ている。

29.2 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は主として、Oranoを対象とし、以下に関するものである。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、転換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

注記30 従業員に関する情報

EDF SAが雇用する従業員のカテゴリー別の内訳は、以下のとおりである。

	2025年12月31日現在		2024年12月31日現在	
	IEGステータスの従業員	IEGステータス以外の従業員	合計	合計
従業員	3,205	2,126	5,331	5,208
一般職、技術者および監督職	26,629	2,036	28,665	28,207
管理職およびエンジニア	31,742	1,124	32,866	31,566
平均従業員数	61,576	5,286	66,862	64,981

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている

2024年度と比較しての「給与」および「社会保障負担金」の増加266百万ユーロは主に、2025における平均従業員数の増加、および比較的規模は小さいものの、給与の変動に関連している。

注記31 経営者報酬

当社の主要な経営およびガバナンス責任者は、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。

2024年度および2025年度において当社が支払った会社の主要な経営およびガバナンス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	2025年12月31日現在	2024年12月31日現在
Bernard FONTANA、会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	296,591 ⁽²⁾	n.a.
Luc REMONT、会長兼最高経営責任者 ⁽³⁾	155,114 ⁽⁴⁾	450,000
取締役 ⁽⁵⁾	549,950 ⁽⁶⁾	700,300

(1) Bernard FONTANA氏は、Luc RÉMONT氏が2025年5月5日付でEDF会長兼最高経営責任者を退任したことを受け、同日より職務の代行を務めた後、2025年5月7日付で発令されたフランス大統領令によりEDF会長兼最高経営責任者に任命された。指名、報酬およびガバナンス委員会の2025年5月5日付の提案に基づき、同日の会議においてEDF取締役会は、EDF会長兼最高経営責任者へのBernard FONTANA氏の任命を条件として、同氏の年間固定報酬総額を、2025年度について450,000ユーロに設定することを決定した。

(2) Bernard FONTANA氏がEDF会長兼最高経営責任者として任命されてから比例計算により算定された支払額。2025年5月5日から職務代行を務めていた時期を含む。Bernard FONTANA氏は、2025年度に現物給付を受けていない。

(3) 指名、報酬およびガバナンス委員会の2025年2月6日付の提案に基づき、2025年2月20日の会議において取締役会は、1953年8月9日付政令第53-707号において2012年度に導入された上限額に従い、Luc RÉMONT氏の2025年度の年間固定報酬総額を450,000ユーロに維持することを決定した。Luc RÉMONT氏の取締役の任期満了日および会長兼最高経営責任者の退任日は2025年5月5日である。

(4) 2025年5月5日付のLuc RÉMONT氏の取締役任期満了および会長兼最高経営責任者退任を理由として、比例計算により算定された支払額。Luc RÉMONT氏は、2025年度に現物給付を受けなかった。

- (5) 2025年5月5日開催の株主総会では、取締役会の報告に留意した上で、2025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675,000ユーロに定めることを決定した。
- (6) この金額は、取締役に支給された以下の報酬を含む。
- 2025年2月の総額260,250ユーロ。この金額は、取締役による2024年度下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年度下半期の報酬に相当する。
 - 2025年7月の総額289,700ユーロ。この金額は、取締役による2025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に応じた2025年度上半期の報酬に相当する。

注記32 連結財務諸表を作成する事業者に関する情報

EDF SAは、EDFグループの連結財務諸表を作成する法人である。

連結事業者の情報：EDF SA（本社所在地はワグラム通り22-30、パリ75008）。

当社は、パリ商業・会社登記簿において、登録番号552 081 317 66522で登記されている。APEコードは3511Zである。

EDF SAの財務諸表は、EDFグループが公表している連結財務諸表に全部連結法で含まれており、同グループのウェブサイト（www.edf.fr）で閲覧できる。

注記33 キャッシュ・フロー計算書

EDF SAは、2025年度のキャッシュ・フロー計算書の表示方法を変更した。データの可読性および比較可能性を向上させるため、2024年12月31日現在に関する情報は、以下の変更の影響を受けている。

- ・ 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、今後は「税引前利益／（損失）」ではなく「営業利益」から算定される。
- ・ 「当期中に支払われた法人税」の項目には、連結納税契約に基づき、今後、EDF SAと税務上連結されるすべての子会社との間で生じた資金の移動が含まれる（注記12.2を参照）。これらは、「営業運転資本の変動」の項目に計上されていた（キャッシュ・フロー計算書の脚注3を参照）。
- ・ 「委譲運営資産に対する受取拠出金」および「受取投資補助金」の金額は、当該投資に直接寄与するものであることから、今後は「無形資産、有形固定資産、金融資産の取得」に表示される（キャッシュ・フロー計算書の脚注5を参照）。この表示方法の変更により、2024年12月31日現在公表のキャッシュ・フロー計算書に記載されていた「無形資産、有形固定資産、金融資産の取得」の金額について、97百万ユーロの調整が行われている。
- ・ 投資活動および財務活動に関連する外国為替の影響は、営業活動に関連する項目（2024年12月31日現在において公表されたキャッシュ・フロー計算書における「金融費用の純支払額（受取配当金を含む）」）と表示するのではなく、対応するキャッシュ・フローの区分に含まれる。この変更は、「営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）」に影響を与え、290百万ユーロの調整が行われた。その配分の内訳は、「投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）」に関する54百万ユーロ、および「財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）」に236百万ユーロである（注記36.3に記載の2024年12月31日現在において公表されたキャッシュ・フロー計算書を参照）。

2024年度の財務諸表で公表されたキャッシュ・フロー計算書は、注記36.3に転記されている。

(単位：百万ユーロ)		2025年12月31日	2024年12月31日
	注記	現在	現在
営業利益／(損失)		9,672	12,055
キャッシュ・フローに影響を及ぼさない営業費用および営業収益の消去：		4,659	8,740
営業に関連する減価償却費、減損および引当金の純繰入額（戻入額控除後）		4,667	8,750
損益計算書に振り替えられた補助金の按分額		(8)	(10)
減価償却費および償却費控除前営業利益		14,331	20,795
営業運転資本の変動 ⁽¹⁾ ：		(1,022)	(2,243)
棚卸資産		140	258
営業債権		(211)	(246)
営業負債		(951)	(2,255)
営業キャッシュ・フロー（純額）		13,309	18,552
営業活動に係るその他の収入および支出：		725	798
当期中に支払われた金融費用 ⁽²⁾		(5,357)	(5,463)
当期中に受領した金融収益 ⁽³⁾		6,752	7,742
当期中に支払われた法人税 ⁽⁴⁾		(670)	(1,481)
当期中に支払われた臨時費用および受領した臨時収益		-	-
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(A)	14,034	19,350
投資活動によるキャッシュ・フロー：			
無形資産、有形固定資産、金融資産の取得（純額）		(20,017)	(10,885)
固定資産未払金の変動		(301)	127
固定資産未収金の変動		(508)	(4)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額） ⁽⁵⁾	(B)	(20,826)	(10,762)
財務活動によるキャッシュ・フロー：			
支払配当金	20	(2,000)	-
増資	20	-	-
永久劣後債の発行および償還（費用控除後）	21.1	1,243	503
借入債務および引受契約 ⁽⁶⁾		20,538	17,825
借入債務の返済および引受契約による支払 ⁽⁶⁾		(14,849)	(28,708)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(C)	4,932	(10,380)
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	(A)+(B)+(C)	(1,860)	(1,792)
現金および現金同等物の期首残高 ⁽⁷⁾	34	(2,161)	(303)
為替変動の影響		43	(76)
公正価値の変動および組替の影響		(160)	10
現金および現金同等物の期末残高 ⁽⁷⁾	34	(4,138)	(2,161)

- (1) 2025年度の運転資本の変動は、特にCSPE補償不足（3,503）百万ユーロを含む（債権は2025年12月31日現在4,295百万ユーロ、2024年12月31日現在は792百万ユーロ（注記17（4）を参照））。このCSPE債権の変動は、主に2025年2月1日付の規制販売料金の15%の引き下げに起因する営業債権の30億ユーロの減少によって相殺されている（注記3を参照）。
- (2) 支払金融費用の減少は、負債コストの低下に関連している（注記10（2）を参照）。
- (3) この変動は主に、受取配当金の減少に起因する（注記10（1）を参照）。
- (4) 2025年度において、法人税は、国庫に支払われた（1,793）百万ユーロおよび納税グループの範囲内で生じた資金の移動1,123百万ユーロ（2024年12月31日現在76百万ユーロ）を含む。
- (5) 2025年度において、無形資産および有形固定資産への投資は主に、EPR2プロジェクトの開発に起因する（注記13（3）および14（3）を参照）。金融資産への投資は、主として債券の取得（注記18（3）を参照）および子会社への貸付金（注記15.1（3）を参照）から構成されている。
- (6) 2025年度には、買戻契約の下で、6,257百万ユーロの債券が譲渡され、（2,113）百万ユーロの返済が行われた。これらの取引は、借入の実行および借入債務の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、2025年度の「借入の実行」および「借入債務の返済」の項目は、純額で1,545百万ユーロの増加に相当する。この額は主に、社債発行および金融機関からの借入額10,367百万ユーロ（注記2.2.1、2.2.2、2.2.3、2.2.4、2.2.5、2.2.6、2.2.7、2.2.8ならびに25（1）および（2）を参照）、ならびに償還を差し引いた譲渡可能負債証券の発行額2,778百万ユーロ（注記25（3）を参照）に起因し、社債および金融機関からの借入債務の返済額（1,946）百万ユーロ（注記25（1）を参照）、ならびに二者間与信の引出しの早期償還（7,836）百万ユーロ（注記2.2.12および注記25（2）を参照）に

よって相殺されている。さらに2025年1月29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し、2025年10月9日には、ユーロ建2026年償還債（219）百万ユーロおよび英ポンド建2026年償還債の（539）百万ユーロの一部買戻しを行った（注記2.2.11および注記21.1を参照）。

- (7) 「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34に記載されている。

注記34 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)	2025年 12月31日	2024年 12月31日	変動
	現在	現在	
市場性のある有価証券	22,038	16,386	5,652
現金	7,366 ⁽¹⁾	6,183 ⁽¹⁾	1,183
貸借対照表資産小計	29,404	22,569	6,835
投資ファンド（ユーロ建）	(957)	(1,156)	199
譲渡性負債商品（ユーロ建）	(1,008)	(1,265)	257
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	(51)	(58)	7
保証として受け取った株式	(134)	(345)	211
債券	(17,695)	(11,436)	(6,259)
保証として受け取った劣後証券	(2,002)	(2,013)	11
未収利息	(191)	(113)	(78)
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	(22,038)	(16,386)	(5,652)
貸借対照表の「その他の債権」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「営業、投資およびその他の負債」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）ならびに「市場性のある有価証券」に含まれる劣後証券	(11,504)	(8,344)	(3,160)
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*	(4,138)	(2,161)	(1,977)
為替変動の影響の消去			(43)
組替の影響および公正価値の変動			160
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*			(1,860)

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

- (1) 2025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925百万ユーロ（2024年12月31日現在160百万ユーロ）を含む（注記19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35 後発事象

以下に記載する点、ならびに注記2.2.11、2.2.12、3.1、12、13、14および23に記載した事象を除き、期末日後に発生した事象はない。

35.1 Energy Assets Groupの売却

2026年2月5日にEDF Investおよびそのパートナーらは、当グループの専用資産の管理を目的として、Energy Assets Group（EAG）の100%の持分をMacquarie Asset Managementに売却することに合意した旨を発表した。この売却は、通常の規制上の承認を条件として、2026年度下半期に完了する予定である。

注記36 2024年12月31日現在の財務諸表に表示された損益計算書、貸借対照表およびキャッシュ・フロー計算書**36.1 損益計算書**

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度	2023年度
売上高	3	72,335	90,291
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	1,763
営業補助金	4	6,928	14,198
減価償却費、償却費および営業引当金の戻入額	5	3,188	4,873
その他の営業収益および費用振替額	6	1,244	1,295
営業収益合計（Ⅰ）		85,601	112,420
その他の購入および対外費用	7	48,188	71,386
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	2,370
人件費	9	7,475	7,071
減価償却費、償却費および引当金繰入額		11,805	9,879
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	3,500
営業費用合計（Ⅱ）		73,546	94,206
営業利益（損失）（Ⅰ－Ⅱ）		12,055	18,214
共同事業取引（Ⅲ）		-	-
金融損益（Ⅳ）	11	(1,810)	(8,945)
法人所得税および臨時損益計上前損益（Ⅰ－Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		10,245	9,269
臨時損益（Ⅴ）	12	703	272
法人所得税（Ⅵ）	13	(1,083)	(1,831)
損益（Ⅰ－Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ＋Ⅴ＋Ⅵ）		9,865	7,710

36.2 貸借対照表

資産

		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			
(単位：百万ユーロ)	注記	総額	純額	純額	純額
無形資産	14	4,201	2,799	1,402	1,519
開発中の無形資産	14	2,908	10	2,898	1,929
EDF所有有形固定資産	15	103,752	71,010	32,742	31,312
委譲運営有形固定資産	15	16,988	10,087	6,901	6,864
建設中の有形固定資産	15	23,590	32	23,558	22,726
投資および関連債権		64,691	14,303	50,388	50,749
投資有価証券		25,769	814	24,955	24,803
貸付金およびその他の金融資産		42,333	169	42,164	36,537
金融資産	16	132,793	15,286	117,507	112,089
固定資産合計（Ⅰ）		284,232	99,224	185,008	176,439
棚卸資産および仕掛品	17	13,661	562	13,099	13,320
発注に係る前渡金および未成業務支出金	18	925	-	925	753
営業債権	18	19,731	432	19,299	18,966
市場性のある有価証券	19	16,386	265	16,121	19,507
現金性金融商品	18	4,151	-	4,151	2,759
現金	18-20	6,023	-	6,023	8,147
前払費用	18	1,028	-	1,028	1,137
流動資産合計（Ⅱ）		61,905	1,259	60,646	64,589
繰延費用（Ⅲ）		236	-	236	231
社債償還プレミアム（Ⅳ）		908	385	523	481
為替換算差額および評価差額－資産（Ⅴ）	21	1,363	-	1,363	1,187
資産合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ＋Ⅴ）		348,644	100,868	247,776	242,927

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
(単位：百万ユーロ)	注記		
資本金		2,084	2,084
資本剰余金		24,071	24,085
再評価差額		694	693
準備金			
法定準備金		208	194
その他の準備金		2,970	2,970
利益剰余金		(14,751)	(22,461)
当期利益または損失		9,865	7,710
中間配当		-	-
投資補助金		265	209
税務規制引当金		5,502	5,636
自己資本合計	22	30,908	21,120
追加的自己資本	23	10,188	11,979
特別委譲負債	24	2,592	2,515
自己資本および委譲勘定合計（Ⅰ）		43,688	35,614
リスク引当金	25	1,205	1,231
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	48,220
非原子力施設廃止引当金	27	1,133	1,018
従業員給付引当金	28	12,729	12,535
その他の費用引当金	29	721	818
費用引当金		68,404	62,591
引当金合計（Ⅱ）		69,609	63,822
金融負債	31-32	73,706	80,663
前受金および未成業務受入金	31	2,924	2,520
営業、投資およびその他の負債	31	51,153	53,718
現金性金融商品	31	3,296	2,913
繰延収益	31	3,140	3,367
負債合計（Ⅲ）	31	134,219	143,181
為替換算差額および評価差額－負債（Ⅳ）	33	260	310
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		247,776	242,927

36.3 キャッシュ・フロー計算書

(単位：百万ユーロ)	注記	2024年度	2023年度
営業活動			
税引前利益／（損失）		10,948	9,541
減価償却費、償却費および引当金繰入額		11,989	13,507
資産譲渡（益）／損		109	62
金融収益および費用		(2,209)	126
運転資本の変動 ⁽¹⁾		(2,164)	(2,709)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		18,673	20,527
金融費用の純支払額（受取配当金を含む） ^{*(2)}		1,946	(217)
法人所得税支払額		(1,559)	(1,738)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(A)	19,060	18,572
投資活動			
有形固定資産および無形資産への投資 ⁽³⁾		(8,158)	(6,807)
有形固定資産および無形資産の売却による収入		15	13
金融資産の変動 ⁽⁴⁾		(2,662)	(2,905)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(B)	(10,805)	(9,699)
財務活動			
借入債務および引受契約 ⁽⁵⁾		16,768	34,286
借入債務の返済および引受契約による支払 ⁽⁵⁾		(25,691)	(41,565)
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	724
預り保証金	32	(1,732)	(1,100)
委譲運営資産に対する受取拠出金		32	37
受取投資補助金	22	65	-
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(C)	(10,047)	(7,618)
現金および現金同等物の純増加／（減少）額	(A)+(B)+(C)	(1,792)	1,255
現金および現金同等物の期首残高⁽⁶⁾	20	(303)	(1,466)
為替変動の影響		(76)	(92)
公正価値の変動および組替の影響		10	-
現金および現金同等物に係る金融収益 [*]		-	-
現金および現金同等物の期末残高⁽⁶⁾	20	(2,161)	(303)

* 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（2）および注記31（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、EPR2プロジェクトの進展に起因する（注記14（3）および注記15（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（4）を参照）および投資（31）億ユーロ（Arabelle Holdingの全資産の移転の一環としてEDFに振替えられた減損15億ユーロ控除後）に起因する（注記16.1（1）を参照）。この（72）億ユーロの増加は、債券ポートフォリオの51億ユーロの減少により、部分的に相殺されている（注記19を参照）。
- (5) 2024年度には、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、借入の実行および借入債務の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」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）ならびに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](#)

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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'euro)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	5.1	113 266	118 690
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(56 881)	(54 217)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(13 953)	(13 548)
Charges de personnel ⁽¹⁾	5.3	(15 163)	(14 166)
Impôts et taxes	5.4	(3 407)	(4 142)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	5 394	3 906
Excédent brut d'exploitation	5	29 256	36 523
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	17.5	(611)	443
Dotations aux amortissements		(12 451)	(11 970)
(Pertes de valeur)/reprises	9.7	(4 165)	(1 835)
Autres produits et charges d'exploitation	6	1 075	(4 834)
Résultat d'exploitation		13 104	18 327
Coût de l'endettement financier brut	7.1	(3 377)	(4 094)
Effet de l'actualisation	7.2	(3 428)	(3 190)
Autres produits et charges financiers	7.3	5 230	6 352
Résultat financier	7	(1 575)	(932)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		11 529	17 395
Impôts sur les résultats	8	(3 641)	(4 887)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	670	(683)
Résultat net des activités en cours de cession		-	29
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		8 558	11 854
Dont résultat net - part du Groupe		8 367	11 406
Résultat net des activités poursuivies		8 367	11 378
Résultat net des activités en cours de cession		-	28
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		191	448
Activités poursuivies		191	447
Activités en cours de cession		-	1

(1) Les autres consommations externes et les charges de personnel sont nettes de la production stockée et immobilisée. Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « Autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « Charges de personnel » sans impact sur l'EBE. L'information comparative de l'exercice 2024 a été retravaillée en conséquence (voir notes 5 et 5.3).

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

État du résultat global consolidé

	Notes	2025			2024		
		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'euros)							
Résultat net consolidé		8 367	191	8 558	11 406	448	11 854
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5.5	3 619	12	3 631	2 146	(7)	2 139
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(934)	7	(927)	(534)	1	(533)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5.5	633	-	633	(666)	-	(666)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(92)	-	(92)	10	-	10
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	(16)	-	(16)	539	-	539
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		4	-	4	(139)	-	(139)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5.5	(206)	-	(206)	133	-	133
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		53	-	53	(34)	-	(34)
Écarts de conversion des entités contrôlées		(2 141)	(398)	(2 539)	1 356	385	1 741
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		(509)	-	(509)	166	(7)	159
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		611	(379)	232	2 977	372	3 349
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	95	1	96	8	-	8
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	15.1.4	1 406	14	1 420	(79)	67	(724)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(118)	(5)	(123)	7	(19)	(12)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		1	-	1	149	-	149
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		1 384	10	1 394	(627)	48	(579)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		1 995	(369)	1 626	2 350	420	2 770
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		10 362	(178)	10 184	13 756	868	14 624
Dont résultat global des activités poursuivies		10 362	(178)	10 184	13 727	868	14 595
Dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	29	-	29

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3-9.4	111 936	108 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10.1	71 398	68 663
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	8 828	10 167
Actifs financiers non courants	17.1	56 551	55 951
Autres débiteurs non courants	12.4	1 978	1 979
Impôts différés actifs	8.3	2 807	4 553
Actif non courant		280 334	275 704
Stocks	12.2	19 167	19 248
Clients et comptes rattachés	12.3	21 665	24 139
Actifs financiers courants ⁽¹⁾	17.1	32 638	26 739
Actifs d'impôts courants		698	834
Autres débiteurs courants	12.4	12 214	10 355
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	17.2	7 641	7 597
Actif courant		94 023	88 912
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	-	589
TOTAL DE L'ACTIF		374 357	365 205

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Capital	13	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		68 269	60 771
Capitaux propres - part du Groupe		70 353	62 855
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.4	10 824	11 029
Total des capitaux propres	13	81 177	73 884
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	14	67 577	68 829
Provisions pour avantages du personnel	15	16 158	17 284
Autres provisions	16	6 634	6 022
Provisions non courantes		90 369	92 135
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	10.2	51 154	50 603
Passifs financiers non courants	17.3	70 232	71 096
Autres créditeurs non courants	12.6	5 503	6 039
Impôts différés passifs	8.3	1 160	1 070
Passif non courant		218 418	220 943
Provisions courantes	14, 15.1 et 16	6 450	6 920
Fournisseurs et comptes rattachés	12.5	21 322	19 466
Passifs financiers courants	17.3	22 119	18 888
Dettes d'impôts courants		308	351
Autres créditeurs courants	12.6	24 535	24 631
Passif courant		74 734	70 256
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	28	122
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		374 357	365 205

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Tableau de flux de trésorerie consolidé

en millions d'euros	Notes	2025	2024
Opérations d'exploitation			
Résultat net consolidé		8 558	11 854
Résultat net des activités en cours de cession		-	29
Résultat net des activités poursuivies		8 558	11 825
Pertes de valeur / (reprises)	9.7	4 165	1 835
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 191	14 027
Produits et changes financiers		656	1 076
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		697	582
Plus ou moins-values de cession		272	141
Impôt sur les résultats	8	3 641	4 887
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	(670)	683
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1	2 080	(1 452)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		33 590	33 604
Frais financiers nets décaissés		(1 797)	(2 362)
Impôts sur le résultat payés		(2 668)	(3 384)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		29 125	27 858
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	29
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		29 125	27 887
Opérations d'investissement			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(89)	(557)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		964	88
Investissements incorporels et corporels	9.6	(24 832)	(24 779)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽¹⁾		400	-
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		342	148
Variations d'actifs financiers ⁽²⁾	17.12	(7 392)	1 140
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(30 607)	(23 960)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(30 607)	(23 989)
Opérations de financement			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		105	2 840
Distributions versées par EDF		(2 000)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(433)	(670)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 328)	2 170
Émissions d'emprunts	17.3.2	18 691	15 385
Remboursements d'emprunts ⁽⁴⁾	17.3.2	(14 912)	(26 564)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	1 236	1 728
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(533)	(582)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽⁵⁾		-	676
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		4 482	(9 357)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		2 154	(7 187)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		2 154	(7 187)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		672	(3 289)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		672	(3 289)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		672	(3 289)
Variations de change		(426)	174
Autres variations non monétaires		(202)	(63)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	17.2	7 641	7 597

(1) Au 31 décembre 2025, les « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues » qui étaient présentées au sein des « Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement » sont reclassées au sein des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies » pour un montant de 400 millions d'euros (676 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros (589 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ce reclassement impacte la ligne « Variations d'actifs financiers » pour -751 millions d'euros au 31 décembre 2025, l'impact aurait été de +433 millions d'euros au 31 décembre 2024 si l'information comparative avait été retraitée.

(3) Comprendent en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros, l'augmentation de capital de Natisa Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Asystem pour (205) millions d'euros.

(4) Dont (2 007) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2025 (3 031) millions d'euros en 2024.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2025 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	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 31/12/2023	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	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	(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
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	(2 624)	3 235	1 384	1 995	(369)	1 626
Résultat net	-	-	-	8 367	8 367	191	8 558
Résultat global consolidé	-	(2 624)	3 235	9 751	10 362	(178)	10 184
Rémunération des TSDI	-	-	-	(533)	(533)	-	(533)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	2	2	-	2
Distributions versées par EDF	-	-	-	(2 000)	(2 000)	-	(2 000)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(437)	(437)
Autres variations ⁽³⁾	-	(20)	(22)	(291)	(333)	410	77
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2025	2 084	(1 065)	2 856	66 478	70 353	10 824	81 177

(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 recyclables sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2025, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du groupe EDF dans le projet Hinkley Point C pour 331 millions d'euros (76,69 % en 2025 et 72,60 % en 2024). En 2024, elles comprenaient l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital de Natisa Belgique 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.

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 2025.

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 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 19 février 2026.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les principes comptables retenus pour la préparation et la présentation des comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2025 sont conformes aux normes et interprétations IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2025.

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 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.

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.1 Évolutions du référentiel comptable

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2024 à l'exception des textes applicables en 2025.

1.1.1 Textes publiés par l'IASB et applicables au 1^{er} janvier 2025

Amendement d'IAS 21 - Effets des variations des taux de change - Absence de convertibilité

Applicable depuis le 1^{er} janvier 2025, cet amendement apporte des indications pour 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 à communiquer dans ce contexte.

L'application de cet amendement n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2025.

1.1.2 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1^{er} janvier 2026

Textes applicables à compter du 1^{er} janvier 2026 (adoptés par l'Union européenne)

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Classement et évaluation des instruments financiers

Ils précisent notamment la date à laquelle un actif ou un passif financier doit être décomptabilisé, clarifient les modalités d'application du critère SPPI (Solely Payment of Principal and Interests) aux instruments assortis de termes contractuels pouvant modifier l'échéancier ou le montant des flux de trésorerie ainsi que les informations complémentaires à fournir et mettent à jour les informations relatives aux instruments de capitaux propres comptabilisés sur option à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global.

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles

Ils précisent notamment les modalités d'application de l'exemption « own use » aux contrats d'achat d'électricité produite à partir de sources naturelles (Power Purchase Agreements - PPA physiques), les conditions d'application de la comptabilité de couverture au moyen de contrats faisant référence à ce type d'électricité (Virtual Power Purchase Agreements - VPPA) lorsque l'élément couvert porte sur un volume variable d'électricité ainsi que les informations à fournir en annexe.

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.

Texte applicable à compter du 1^{er} janvier 2027

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers (adoptée par l'Union européenne)

La norme IFRS 18 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.

Un groupe de travail a été mis en place afin de se conformer aux exigences de la norme à compter de l'exercice 2027 (pas d'application anticipée envisagée en 2026).

À date, les travaux engagés comprennent :

- la refonte de la structure du compte de résultat en tenant compte des catégories définies par la norme, incluant notamment :
 - l'examen approfondi du plan de comptes ;
 - la décomposition des éléments en fonction de leur nature ou de leur sous-jacent, avec une analyse spécifique des lignes « autres produits et charges » ;
 - la mise à jour des systèmes d'information ;
- la revue des Mesures de performance du management (MPMs) ;
- la mise à jour du tableau de flux de trésorerie selon les nouveaux principes définis par la norme.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

1.2 Principes généraux

1.2.1 Conversion des états financiers des sociétés étrangères

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en appliquant le taux de change à la date de clôture pour le bilan et le taux de change moyen de la période pour le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie. 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.

1.2.2 Opérations en devises

Les opérations en devises étrangères sont initialement converties 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 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.

1.2.3 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'exoédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.2.4 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.

1.2.4.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

La stratégie industrielle du groupe EDF est de poursuivre l'exploitation de son parc de centrales nucléaires en France 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.

Depuis 2016, la durée d'amortissement des tranches en exploitation a été portée de 40 ans à 50 ans pour le palier 900 MW consécutivement à la réalisation des conditions techniques, économiques et de gouvernance. Pour le palier 1 300 MW, la durée d'amortissement a été portée à 50 ans en 2021.

Pour les tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux), palier qui est plus récent, la durée d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 40 ans.

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, indépendantes l'une de l'autre, sont en cours :

- 5^e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN⁽¹⁾ en juin 2023 et l'ASN a pris position sur ce dossier en décembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASNR 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 de la 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 et dans le cadre de la loi n°2023-491 du 22 juin 2023. L'ASNR prendra position fin 2026 sur les conditions de poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 60 ans après une phase d'expertise et d'instruction.

1.2.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible à l'évolution de la réglementation ainsi qu'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 arrêt comptable afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 14.11.5.

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 d'investissements associés ;

(1) En 2025, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a été renommée ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection).

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et 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).

1.2.4.3 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 à long terme et postérieurs à l'emploi repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, d'inflation et 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 2025 sont détaillées en note 15.

1.2.4.4 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 terme 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 (voir note 9.7).

1.2.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer la juste valeur des instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergie), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.2.4.6 Énergie et acheminement en compteur

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 (voir note 5.1).

1.2.4.7 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 10). 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.

1.2.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.2.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituent un élément pris en compte dans les modèles utilisés pour estimer et évaluer certains éléments comptables (voir note 19), notamment dans le cadre des tests de dépréciation des actifs non financiers.

1.2.4.10 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 pour 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 placer 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 14.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont, par conséquent, comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient via sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus 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 12,5 % (16,23 % au 31 décembre 2024) 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.

1.2.5 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 15) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 14.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 14.2) ;
- 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 9.5) ;
- 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) ;

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

- 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 17.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 17.2).

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2025 du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2025) :

• Développements dans le nucléaire :

- **EPR de Flamanville 3** : le couplage de l'unité de production a été réalisé le 21 décembre 2024. Sur 2025, les essais de montée en puissance par palier se sont poursuivis. Le 14 décembre 2025, la tranche a franchi le palier de 100 % de Puissance Nominale. Cette première atteinte des 100 % permet de tester les matériels à pleine puissance, réaliser des relevés et vérifier leur bon fonctionnement (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 décembre 2025 et voir note 9.3).
- **EPR2** : la revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent. Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public. Le 18 décembre 2025, EDF a présenté à son Conseil d'administration le devis prévisionnel de son programme de construction de six EPR2 qui s'établit à 72,8 milliards d'euros⁽¹⁾. Ce devis sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025, voir note 9.2).
- **Sizewell C** : EDF a annoncé la finalisation du financement du projet Sizewell C. Il prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling et a porté sa participation dans le projet à 12,5 %. (cf. communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025).
- **Hinkley Point C** : au cours de l'exercice, le projet a atteint plusieurs jalons opérationnels (pose du dôme de l'Unité 2, finalisation des travaux et du raccordement du tunnel d'évacuation des Unités 1 et 2, avancée du montage électromécanique). Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £₂₀₂₅/MWh du contrat pour différence à 89,5 £₂₀₂₅/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7).
- la production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 373 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh à une fourchette de 365 - 375 TWh) annoncée par le Groupe le 13 octobre 2025 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 octobre 2025).

• Opérations de financement :

- le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling. Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir notes 17.3.2 et 21.2.2).
- le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025).

• **Politique commerciale** : EDF est pleinement engagé dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 mars 2025) avec la signature de 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs dont 12 contrats d'allocation de production nucléaire ;

• Énergies renouvelables :

- EDF Renouvelables⁽¹⁾ a annoncé la mise en service complète du premier parc éolien flottant français, Provence Grand Large, situé au large du golfe de Fos (Bouches-du-Rhône) qui dispose d'une puissance de 25 MW (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 juin 2025).

(1) EDF Renouvelables est renommée EDF power solutions depuis le 17 juin 2025.

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 TI).

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 2025

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

Le Groupe consolide 1 400 sociétés. Les principales entités du périmètre de consolidation sont détaillées dans la note 24.

Sur l'exercice 2025, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- la cession le 3 mars 2025 par Edison des actifs de stockage de gaz (Stocaggio) à la Snam SpA pour un montant de 565 millions d'euros. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (cf. communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 et note 3.2) ;
- les acquisitions par Framatome le 31 mars 2025 de Segault SAS et Velan SAS (renommée Valserv SAS), sociétés spécialisées dans la conception, la fabrication et la maintenance de robinetterie de réacteurs nucléaires (cf. communiqués de presse de Framatome du 31 mars 2025) ;
- le rapprochement au 1^{er} avril 2025 des activités de trading au Japon des groupes JERA et EDF Trading sous l'égide de JERA Global Markets, la co-entreprise détenue à 33 % par EDF Trading (cf. communiqué de presse d'EDF Trading du 27 mars 2025) ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 31 mai 2025 de Shandong Zhonghua Power Company, qui était détenue à 19,6 % et mise en équivalence, suite au transfert des titres à China Energy Investment Group. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;

- la sortie du périmètre de consolidation au 30 juin 2025 de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), qui était détenue à 56,25 % et consolidée en intégration globale, à la suite de la fin du contrat de concession le 4 février 2025. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la cession le 15 juillet 2025 d'Elpedison BV qui était détenue à 50 % et mise en équivalence dans les comptes du Groupe à la suite de l'accord signé entre Edison et HELLENIQ Energy Holdings S.A le 11 avril 2025. Le prix de la transaction atteint un montant d'environ 200 millions d'euros pour la part détenue par Edison et environ 540 millions d'euros pour la valeur totale d'Elpedison (cf. communiqué de presse d'Edison du 15 juillet 2025) ;
- l'acquisition, en août 2025, par EDF Energy des parts restantes de Pod Point qu'elle ne détenait pas encore au prix de 0,065 livre sterling par action, EDF est désormais l'actionnaire unique de Pod Point.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2025

Le 10 décembre 2025, EDF power solutions a signé un accord avec Âmbar Energia concernant la vente de la centrale Norte Fluminense au Brésil. Au 31 décembre 2025, la filiale EDF Norte Fluminense qui détient cette activité est consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe. La finalisation de cette opération devrait avoir lieu au premier semestre 2026.

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.

L'évolution des actifs et passifs détenus en vue de leur vente sur 2025 est liée à la cession par Edison d'actifs de stockage gaz (Stocaggio) et à l'encaissement d'un complément de prix sur la cession des activités E&P réalisée en 2022.

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).

L'information sectorielle du Groupe a évolué pour refléter la nouvelle organisation d'EDF power solutions mise en œuvre au cours du premier semestre 2025. Celle-ci vise à rapprocher, sous la même direction, les équipes et activités de la Direction Internationale et d'EDF Renouvelables au sein d'une gouvernance unique. L'information sectorielle du Groupe a été modifiée dans les comptes consolidés 2025 comme suit :

- création d'un nouveau secteur opérationnel « EDF power solutions », rapprochant l'ancien secteur opérationnel « EDF Renouvelables » ainsi que les entités transférées ou devant être transférées, qui se trouvaient auparavant au sein du secteur « Autre International » ;
- les activités résiduelles du segment « Autre International » (essentiellement en Chine) sont désormais présentées au sein du secteur « Autres » car leurs agrégats ne dépassent pas les seuils précisés par IFRS 8. Pour rappel, le secteur « Autres », auparavant intitulé « Autres métiers », inclut principalement les activités de trading (EDF Trading), les activités gazières du Groupe et d'EDF Investissements Groupe.

L'information au 31 décembre 2024 a été retraitée selon cette nouvelle présentation pour permettre la comparabilité des données régulièrement examinées 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 laval (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 ;
- **« EDF power solutions »** qui regroupe les entités du sous-groupe EDF power solutions qui inclut désormais les activités de la Belgique et du Brésil (précédemment incluses dans le secteur « Autres International ») ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres »** qui comprennent en particulier EDF Trading, les activités gazières et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.**4.1.1 Au 31 décembre 2025**

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services	Royaume -Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	40 568	21 276	3 461	16 186	16 965	4 401	5 408	5 011	-	113 266
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 100	55	2 898	-	441	957	713	615	(7 779)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	42 668	21 331	6 359	16 186	17 396	5 358	6 121	5 626	(7 779)	113 266
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 761)	(9 464)	-	(11 256)	(14 369)	(601)	(1 208)	(3 232)	-	(56 881)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 432)	(5 575)	(5 195)	(2 022)	(1 408)	(2 559)	(3 670)	(319)	2 064	(29 116)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	14 592	7 522	653	2 268	1 308	1 377	472	1 461	(397)	29 256
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	9 164	3 587	163	(512)	497	(117)	121	598	(397)	13 104
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 090	3 419	141	251	609	112	-	6 972
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	68 794	77 474	4 249	27 419	5 905	15 825	2 873	660	-	203 199
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	4 029	-	164	31	172	2 225	65	2 142	-	8 828

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 436 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

4.1.2 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industries et Services ⁽¹⁾	Royaume - Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽²⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	47 991	20 037	2 525	17 477	15 197	5 804	5 323	4 336	-	118 690
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 975	34	2 648	21	26	927	695	529	(7 849)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	6 725	6 018	4 865	(7 849)	118 690
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 541)	(9 622)	(32)	(10 992)	(12 072)	(1 649)	(1 216)	(2 093)	-	(54 217)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(2 377)	(3 603)	(259)	1 695	(27 714)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	20 950	5 576	499	3 485	1 762	2 242	425	1 965	(381)	36 523
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	11 698	1 823	92	1 283	531	1 084	45	2 128	(357)	18 327
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 023	3 596	142	251	634	112	-	7 108
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	15 906	2 644	558	-	195 946
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	3 903	-	124	821	336	2 426	62	2 495	-	10 167

(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.

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2025	2024
France	59 792	70 346
Royaume-Uni	26 067	22 261
Italie	14 745	13 129
Belgique	3 040	3 659
Autres	9 622	9 295
dont Europe	5 865	5 462
dont Amériques	2 398	2 626
dont Asie	885	977
dont Afrique	439	282
CHIFFRE D'AFFAIRES	113 266	118 690

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	5.1	113 266	118 690
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(56 881)	(54 217)
Services extérieurs et autres achats		(23 795)	(24 712)
Production stockée et immobilisée		9 561	10 829
(Dotations) et reprises de provisions		281	335
Autres consommations externes ^{(1) (2)}		(13 953)	(13 548)
Charges de personnel ⁽²⁾	5.3	(15 163)	(14 166)
Impôts et taxes	5.4	(3 407)	(4 142)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	5 394	3 906
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		29 256	36 523

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 2,0 % par rapport à 2024.

(2) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel » pour un montant de 3 618 millions d'euros (3 640 millions d'euros au 31 décembre 2024). L'information comparative de l'exercice 2024 a été retraitée en conséquence sans impact sur l'EBE (voir note 5.3).

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.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client, en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés de gros, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de trading adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

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).

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
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
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Enedis et RTE assurent la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Au titre des articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) couvrent l'ensemble des coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau et leur assurent une juste rémunération des capitaux investis.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 et 7 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 quatre ans. La CRE a 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. De même, la CRE a fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

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.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport, sans impact sur l'EBE du Groupe, de + 4,99 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1^{er} août 2023.

Dans sa délibération n°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 avait vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-78 portant 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, en vigueur depuis le 1^{er} août 2025 pour une durée de quatre ans. Toutefois, du fait du transfert du FACE (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État, le TURPE Distribution a diminué de 1,92 % 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.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-77 portant décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôt. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE.

Enedis a été informée en janvier 2026 d'un recours déposé par un particulier le 13 mai 2025 contre la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT. L'instruction est en cours devant le Conseil d'État.

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 des 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 SEI, Enedis et Électricité de Strasbourg pour respectivement 249 millions d'euros, 29 millions d'euros et 2 millions d'euros en 2025.

Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

À l'exception des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022 détaillés ci-après, 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 de 120 TWh.

Ce volume global maximal est fixé à 100 TWh pour l'année 2025 conformément à un arrêté du 28 avril 2011.

Pour cette dernière année d'application du dispositif, les fournisseurs alternatifs ont demandé 134,93 TWh et n'ont donc reçu que 74,12 % du volume d'électricité qu'ils avaient demandé au titre de l'ARENH. Ce niveau de demande est légèrement supérieur à celui de 2024 (130,41 TWh).

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.

Cadre de marché post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif défini par l'article 17 de la loi de finances 2025 prévoit 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'écritement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par période triennale, par arrêtés ministériels, 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'écritement.

En application du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts du nucléaire, la CRE a publié le 30 septembre 2025 son évaluation du coût complet, s'élevant à 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028 et à 63,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

L'arrêté du 11 février 2026 fixe les seuils de taxation et d'écritement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028. Le décret n° 2026-75 du 11 février 2026 stipule quant à lui les situations dans lesquelles ces seuils peuvent être modifiés à l'intérieur de cette période de trois ans ainsi que leur indexation annuelle sur l'inflation.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif aux conditions d'application du « versement nucléaire universel » (VNU) fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs. L'arrêté du 4 février 2026 précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité.

Un arrêté fixera pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

Pour 2026, les dernières estimations des revenus du parc nucléaire publiées par la CRE au 30 novembre 2025 s'élèvent à 66,08 €/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.

En France, le groupe EDF est concerné par ce dispositif en tant :

- qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF power solutions) qui fait certifier ses capacités et reçoit en échange des certificats de capacité qu'il peut revendre sur les marchés ;
- que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur pour compenser des pertes (Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux) devant détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients, ou de leurs pertes, en période de pointe.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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	2024	2025	2026
Prix (€/kW)	27,1	14,7	4,4

Pour l'année de livraison 2026, dix sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril 2024, 6,1 €/kW en septembre 2024, 3,5 €/kW en octobre 2024, 2,5 €/kW en décembre 2024, 3,2 €/kW en mars 2025, 3,6 €/kW en mai 2025, 3,3 €/kW en juin 2025, 3,5 €/kW en septembre 2025, 2,6 €/kW en octobre 2025 et 0,1 €/kW en décembre 2025.

Le mécanisme de capacité actuellement en vigueur prendra fin en novembre 2026.

À la suite de la réponse obtenue de la Commission européenne en date du 22 décembre 2025, laquelle permet de considérer le dispositif législatif lui ayant été notifié comme conforme au droit de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les dispositions réglementaires d'application du nouveau mécanisme de capacité.

Il sera organisé selon les principes suivants :

- RTE contractualisera, pour le compte de la collectivité, le volume de capacité en MW nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France pour une période de livraison donnée. Cette période correspondra à un hiver électrique à cheval sur deux années civiles ;
- la contractualisation sera réalisée à l'issue d'enchères qui seront au nombre de deux en régime nominal : une première quatre années avant la période de livraison et une seconde un an avant la période de livraison. Les exploitants lauréats de l'enchère contractualiseront un engagement de disponibilité pendant les périodes de pointe de la période de livraison en échange duquel ils percevront une rémunération, sous réserve que leur disponibilité soit effectivement constatée. Les engagements de disponibilité pourront être échangés sur un marché secondaire (un acteur ayant pris un engagement de disponibilité auprès de RTE pourra le céder à un autre acteur). Le coût de la contractualisation des engagements de disponibilité des capacités sera répercuté aux fournisseurs et aux consommateurs s'approvisionnant directement sur le marché de gros (et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) à hauteur de leur consommation lors des périodes de tension, via une taxe collectée par RTE.

Au **Royaume-Uni**, le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique. EDF Energy est concernée par ce dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production dont les capacités retenues aux enchères sont rémunérées l'année de livraison et en tant que fournisseur devant effectuer un versement à proportion de ses ventes aux clients sur les périodes de pointe.

En **Italie**, le mécanisme de capacité repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe. 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.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison ou lors de la vente des certificats sur le marché en France. Avec le nouveau mécanisme en France, les exploitants de capacité seront rémunérés après la période de livraison et non plus à l'issue des enchères comme actuellement. L'achat de certificats ou la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité sont enregistrés 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.

Cadre juridique des concessions hydrauliques

Le cadre juridique des concessions hydrauliques a vocation à être modifié. Le communiqué de presse du Premier ministre français du 28 août 2025 fait état d'un accord de principe entre la France et l'Union européenne en vue de résoudre les deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance. Le cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
- la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. Pour ce faire, la proposition de loi « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique », déposée le 13 janvier 2026, a été adoptée par l'Assemblée nationale le 5 février 2026 et doit désormais être examinée par le Sénat.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production - Commercialisation »** : production d'électricité d'origine nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, ...) ; commercialisation d'électricité et de gaz réalisée au sein des secteurs France - Activités de production et commercialisation, EDF power solutions, Italie, Royaume-Uni et Autres (activités gazières) ;
- **« Distribution »** : 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 »** : 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 »** : cette activité comprend les autres services énergétiques, les holdings, les entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que la marge trading.

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2025	2024
Production - Commercialisation	79 795	87 086
Distribution	20 400	18 978
Services	8 870	8 289
Autres activités	4 201	4 337
dont Trading	1 436	1 908
CHIFFRE D'AFFAIRES	113 266	118 690

En 2025, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 9 453 millions d'euros (3 855 millions d'euros en 2024). 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 2025, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont France - Activités de production et commercialisation (électricité), Autres (gaz), Italie (électricité) présentés dans la ligne « Production - Commercialisation » et Dalkia (électricité) présenté dans la ligne « Services ». En 2024, il s'agissait des secteurs Autres (gaz), Italie (électricité) et Dalkia (électricité).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2025 est en baisse de (5 145) millions d'euros, soit de -4,3 %.

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (7 423) millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de vente aux clients au TRVE et en offres de marché, induite par la baisse des prix de marché. Elle s'explique également par des effets prix de l'énergie défavorables sur les obligations d'achat (effet neutre en EBE compte tenu du mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat) ainsi que par des effets volume défavorables sur les activités de commercialisation en lien avec la baisse du portefeuille clients.

Le chiffre d'affaires du secteur **EDF power solutions** est en baisse organique de (1 292) millions d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la fin du contrat Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 pour (645) millions d'euros ainsi que l'expiration du contrat de concession au Vietnam, dont les actifs ont été transférés au gouvernement à compter du 4 février 2025. Elle résulte également de la baisse du chiffre d'affaires en Belgique en lien avec une baisse des volumes contractés (BtoB) pour (531) millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (1 029) millions d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients.

Le chiffre d'affaires de **Italie** est en hausse organique de 1 842 millions d'euros. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité électricité pour 1 080 millions d'euros en lien avec la hausse des volumes et sur l'activité gaz pour 734 millions d'euros, attribuable à une hausse des volumes vendus.

Distribution

Le secteur **France - Activités régulées** voit son chiffre d'affaires augmenter, en variation organique, de 1 239 millions (+6,2 %) principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE) de +4,81 % en novembre 2024, +7,7 % en février 2025 et -19,2 % au 1^{er} août 2025.

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 apparaissent 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 » (voir note 5.2).

Services

Le chiffre d'affaires du secteur **Industrie et Services** est en hausse organique de 728 millions d'euros (+28,8 %). Cette progression résulte de l'augmentation organique du chiffre d'affaires de Framatome pour 683 millions d'euros, portée par le Royaume-Uni, notamment le projet Sizewell C.

Les activités de services de **Dalkia** contribuent à hauteur de 95 millions d'euros à la croissance organique du chiffre d'affaires des services énergétiques du Groupe. Cette progression s'explique principalement par le dynamisme de l'activité commerciale, tant en France qu'à l'international, ainsi que par la hausse des prix du gaz.

Autres activités

La baisse du chiffre d'affaires des « Autres activités » s'explique essentiellement par la baisse organique de la marge trading à hauteur de (453) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

5.2 Achats de combustible et d'énergie

(en millions d'euros)	2025	2024
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(19 074)	(17 598)
Achats d'énergie	(28 511)	(27 823)
Charges de transport et d'acheminement	(10 419)	(9 602)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	104	218
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 019	588
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(56 881)	(54 217)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, biomasse et autres matières fossiles), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz sont présentées en position nette acheteur. Celles-ci figurent à hauteur de 6 495 millions d'euros dans les achats d'énergie et 55 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles (respectivement 6 636 et 126 millions d'euros en 2024). En 2025, les principaux secteurs opérationnels nets acheteurs en euros sur les marchés sont la **France - Activités de production et commercialisation (gaz)**, le **Royaume-Uni (gaz et électricité)**, **EDF power solutions (Luminus - gaz)** et **Dalkia (gaz)**. En 2024, il s'agissait des mêmes secteurs.

La ligne « Achats d'énergie » intègre également les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France qui font l'objet d'une compensation par la CSPE (voir note 5.5).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 2,9 milliards d'euros par rapport à 2024, principalement sur les secteurs **Italie** pour 2,3 milliards d'euros (principalement des achats de gaz), **Autres** pour 1,1 milliard d'euros (activités gazières) et **Royaume-Uni** pour 0,4 milliard d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité). Cela est partiellement compensé par une diminution sur le secteur **EDF power solutions** pour 1,0 milliard d'euros (essentiellement des achats d'électricité de Luminus).

5.3 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2025	2024
Rémunérations	(12 445)	(11 745)
Charges de sécurité sociale	(3 100)	(2 805)
Intéressement et participation	(526)	(538)
Autres contributions liées au personnel	(409)	(389)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(318)	(288)
Avantages à court terme	(16 798)	(15 765)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 338)	(1 335)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(526)	(512)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 864)	(1 847)
Autres avantages à long terme	(77)	(154)
Indemnités de fin de contrat	(42)	(40)
Autres charges de personnel	(119)	(194)
CHARGES DE PERSONNEL HORS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	(18 781)	(17 806)
Production stockée et immobilisée ⁽¹⁾	3 618	3 640
CHARGES DE PERSONNEL Y COMPRIS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	(15 163)	(14 166)

(1) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel ».

Retraités des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +6,6 % par rapport à 2024 principalement en lien la hausse des effectifs moyens par rapport à 2024 (+6 829 ETP sur les effectifs moyens entre les deux exercices) et dans une moindre mesure par l'évolution des rémunérations.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2025	2024
Statut IEG	101 019	98 549
Autres	87 660	83 301
EFFECTIFS MOYENS	188 679	181 850

5.4 Impôts et taxes

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts et taxes sur rémunérations	(389)	(375)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 303)	(1 589)
Autres impôts et taxes	(1 715)	(2 178)
IMPÔTS ET TAXES	(3 407)	(4 142)

Retraité des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 719 millions d'euros, soit -17,4 %, principalement sur le secteur **Royaume-Uni** pour 445 millions d'euros dont 438 millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (53) millions d'euros en 2025 contre (491) millions d'euros en 2024, le secteur **EDF power solutions** pour 162 millions d'euros en lien avec la fin du contrat *Power Purchase Agreement (PPA)* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 et le secteur **France - Activités régulées** pour 139 millions d'euros en lien avec la fin de la contribution au financement des aides aux collectivités pour l'électricité rurale (FACÉ) depuis le 1^{er} août 2025.

Le dispositif de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) a pris fin en 2024 en France et en 2023 en Belgique. Seul le **Royaume-Uni** est concerné avec un dispositif équivalent de taxe sur les revenus (*Electricity Generator Levy*). Ce dispositif mis en place depuis le 1^{er} janvier 2023 est applicable jusqu'au 31 mars 2028.

6.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	11 975	7 127
Résultat de déconsolidation		124	470
Résultat de cession d'immobilisations		(568)	(201)
Dépreciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants		(219)	(164)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾		(716)	(492)
Autres produits et charges	5.5.2	(5 202)	(2 834)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 394	3 906

(1) Voir notes 14.1.1.1, 36.7 et 16.2.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement les montants reçus ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser relatives à 2025 qui se traduit dans les comptes par un produit de 11 752 millions d'euros en 2025 (6 861 millions d'euros en 2024) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 8 885 millions d'euros (3 018 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération). Ce montant inclut notamment la compensation par l'État du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil Constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 et dont la

contrepartie est comptabilisée en « Autres produits et charges » (voir note 5.5.2) :

- une régularisation des pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du bouclier tarifaire pour (109) millions d'euros. Ce dispositif a pris fin le 31 janvier 2024 et avait donné lieu à un produit de 1 562 millions d'euros en 2024 ;
- un produit de 2 977 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (2 281 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2025 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 12.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative de 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis :

- le 1^{er} janvier 2021, compensées via le budget général de l'État ;
- la loi de finances initiale 2024, partiellement compensées par les compléments de prix ARENH ;
- la loi de finances initiale 2025, partiellement compensées, au travers d'une quote-part d'accise sur le chauffage (électricité, gaz, fioul).

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2025 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2025 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté de crédits à hauteur de 8,6 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR, de cogénération et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones non interconnectées (ZNI). Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en décembre 2025, d'un complément de 1,1 milliard d'euros au travers de la loi de finances de fin de gestion pour s'établir ainsi à 9,7 milliards d'euros en 2025.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité - TICFE), 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 29,98 €/MWh depuis le 1^{er} août 2025 pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises.

5.5.2 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.

Ils comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2025 :

- des charges à hauteur de 60 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 16 millions d'euros, les

achats de biens et de prestations de services pour 39 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;

- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 23 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

Certificats d'économies d'énergie

Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, sont soumis à des obligations d'économie d'énergie.

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.

Complément de rémunération

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 éolue 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.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

En cas de prime négative, l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022 prévoyait un mécanisme de partage de gain entre le producteur et les finances publiques pour tous les contrats de complément de rémunération qui prévoient une limite aux sommes dont le producteur est redevable. Ce mécanisme s'articulait autour d'un prix seuil déterminé par arrêté. En fonction du niveau de ce prix seuil, les producteurs pouvaient, soit bénéficier totalement du plafonnement prévu par leur contrat, soit bénéficier partiellement de ce plafonnement, soit voir leurs compléments de rémunération négatifs totalement déplafonnés. Par une décision n°2023-1065-QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a censuré l'article 38. Par la suite, l'article 230 de la loi de finances 2023 a instauré un déplafonnement total, à compter du 1^{er} janvier 2022, des montants de primes négatives dues par les producteurs au titre des contrats de complément de rémunération qui prévoyaient initialement des plafonds. Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré ce déplafonnement total, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Aucun dispositif législatif n'ayant été mis en place au 31 décembre 2025, les autres produits et charges comptabilisés au 31 décembre 2025 intègrent les effets de l'entrée en vigueur de cette censure. Ce mécanisme est compensé par la CSPE et sans impact sur le résultat d'exploitation du Groupe.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

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 qui 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). Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 12.6) ;

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 été 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.

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 075 millions d'euros au 31 décembre 2025. Ils comprennent principalement :

- la rémunération reçue par Hinkley Point C au titre du savoir-faire du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C pour 1613 millions d'euros ;
- des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (390) millions d'euros. Ce montant inclut des dotations complémentaires dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.2) et des procédures en cours relatives à la vente d'Ausimont (site de Bussi, voir note 20.3) ;

- le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Sham SpA pour 152 millions d'euros (voir note 3) ;
- un produit de 93 millions d'euros induit par la réforme des retraites en lien avec l'adoption de la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026 ;
- des coûts en lien avec la fermeture de Photowatt chez EDF power solutions.

6.

Note 7 Résultat financier

7.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2025	2024
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(3 543)	(3 984)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	95	(23)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	15	(14)
Résultat net de change sur endettement	56	(73)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(3 377)	(4 094)

(1) Comprendent en 2025 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (156) millions d'euros ((131) millions d'euros en 2024).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

7.2 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)	2025	2024
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(1 283)	(1 227)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 052)	(1 848)
Autres provisions et avances	(93)	(115)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 428)	(3 190)

(1) Voir note 15.13.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 17.13).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2025 s'explique par la hausse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2025 en lien avec l'évolution des rémunérations principales, le taux d'actualisation étant stable en France, 3,4 % au 1^{er} janvier 2025 et au 1^{er} janvier 2024 (voir note 15.1).

L'augmentation des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2025 résulte d'une hausse de l'assiette des provisions entre décembre 2024 et décembre 2025, le taux d'actualisation étant stable (4,5 % en décembre 2025 et en décembre 2024 en France, voir note 14.11.5). Les charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en France pour 2024 comme pour 2025 comprennent l'effet d'une hausse du taux réel d'actualisation de 10 points de base (voir note 14.1.1).

7.3 Autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)	2025	2024
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	341	351
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	517	148
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	1 280	978
dont dividendes et produits d'intérêts	1 265	1 216
dont plus ou moins-values nettes de cessions réalisées	15	(238)
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 646	3 280
Autres charges financières	(425)	(327)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(154)	(61)
Produits sur les actifs de couverture	697	668
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 328	1 315
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	5 230	6 352

Au titre des actifs dédiés, les « autres produits et charges financiers » comprennent principalement sur l'année 2025 :

- des variations de juste valeur sur les OPC et titres de capitaux propres pour 1 902 millions d'euros (2 998 millions d'euros en 2024) et la juste valeur réalisée sur les titres de dettes pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024) ;

- des dividendes et des produits d'intérêts pour 813 millions d'euros (974 millions d'euros en 2024) ;
- des commissions pour (27) millions d'euros ((47) millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 8 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

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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.

8.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts courants	(2 712)	(2 918)
Impôts différés	(929)	(1 969)
TOTAL	(3 641)	(4 887)

En 2025, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 962) millions d'euros et des filiales étrangères pour (750) millions d'euros (respectivement (1 851) millions d'euros et (1 067) millions d'euros en 2024).

Par ailleurs, le Groupe se conforme aux dispositions relatives à la réglementation dite 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 %.

Ce dispositif fait encore l'objet de discussion en vue de sa simplification. Au titre de l'année 2025, l'impact de cette réglementation dans les comptes consolidés du groupe EDF est inférieur à 10 millions d'euros.

8.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2025	2024
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	11 529	17 395
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	(2 977)	(4 491)
Contribution exceptionnelle France ^(a)	(567)	-
Différences permanentes ^(b)	(281)	(374)
Impôts sans base (hors contribution exceptionnelle) ^(c)	422	157
Actifs d'impôts différés non reconnus ^(d)	(216)	(178)
Différences de taux d'imposition	(22)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(3 641)	(4 887)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	31,58 %	28,09 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (3 641) millions d'euros au 31 décembre 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 31,58 % (contre une charge de (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %).

La variation de 1 246 millions d'euros d'impôt par rapport à 2024 est essentiellement liée à la baisse de 5 866 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, minorant la charge d'impôt théorique de 1 514 millions d'euros.

Cette baisse théorique de la charge d'impôt se trouve toutefois affectée par la mise en place d'une contribution exceptionnelle sur l'IS en France pour (567) millions, un produit d'impôt lié à la fin de contentieux fiscaux pour 115 millions, la révision des bases d'impôts différés aux États-Unis pour 40 millions d'euros ainsi que l'évolution du traitement fiscal de dépréciations en France pour 47 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 28,49 % au 31 décembre 2025 contre un taux de 26,48 % au 31 décembre 2024.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2025 :
 - ²¹ Introduite par la loi de finances 2025 votée en février 2025, la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés correspond à 41,2 % de la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2024 et 2025. Elle s'élève à (538) millions d'euros au 31 décembre 2025 pour EDF SA en qualité de mère de l'intégration fiscale. Le projet de loi de finances 2026, qui au sein de l'article 4, prévoyait une prorogation de la contribution exceptionnelle pour l'exercice 2026, a été adopté le 2 février 2026. Aussi l'impact de cette contribution exceptionnelle calculée sur la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2025 et 2026 sera comptabilisé dans les comptes au 31 décembre 2026 (dont (266) millions d'euros au titre de l'année 2025).
 - ²² Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (163) millions d'euros et de la taxe Electricity Generator Levy pour (13) millions et de diverses charges non déductibles sur l'exercice pour un total de (124) millions d'euros.
- pour 2024 :
 - ²³ Notamment l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 138 millions d'euros.
 - ²⁴ Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés principalement en Amérique du Sud pour 71 millions d'euros et en Allemagne pour 49 millions d'euros expliqués notamment par des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets du Groupe.
- pour 2024 :
 - ²⁵ 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.
 - ²⁶ L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros.
 - ²⁷ 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.

8.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euro)	2025	2024
Impôts différés actifs	4 553	7 403
Impôts différés passifs	(1 070)	(978)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	3 483	6 425
Variation en résultat net	(929)	(1 969)
Variation en capitaux propres	(817)	(978)
Écarts de conversion	(9)	30
Mouvements de périmètre	28	(26)
Autres mouvements	(109)	1
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	1 647	3 483
dont impôts différés actifs	2 807	4 553
dont impôts différés passifs	(1 160)	(1 070)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2025 est liée à hauteur de (137) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((12) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de (848) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((641) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de 164 millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((150) millions d'euros sur l'exercice 2024) ainsi qu'à hauteur de 4 millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires ((139) millions d'euros sur l'exercice 2024).

Les autres mouvements correspondent à un reclassement entre impôts différés et impôts courants consécutifs à la cession de déficits fiscaux entre filiales britanniques dans le cadre du mécanisme de « Group Relief » sans impact sur le résultat.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

8.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Immobilisations et droits d'utilisation	(6 067)	(5 721)
Provisions pour avantages du personnel	3 868	4 190
Autres provisions et pertes de valeur	510	269
Instruments financiers	(1 070)	(367)
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	5 611	6 765
Dettes liées à l'obligation locative	513	774
Autres	900	453
Impôts différés actifs et passifs	4 265	6 363
Impôts différés actifs non reconnus	(2 618)	(2 880)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	1 647	3 483

Au 31 décembre 2025, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 618 millions d'euros (2 880 millions d'euros au 31 décembre 2024) et se situent principalement :

- en France, à hauteur de 1 686 millions d'euros (1 956 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ils sont essentiellement liés aux avantages du personnel en raison de la politique du Groupe de non-reconnaissance des impôts différés au-delà d'un horizon de 10 ans ;
- en Italie, à hauteur de 302 millions d'euros (311 millions d'euros en 2024). Ils sont liés à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans ;
- aux États-Unis, à hauteur de 476 millions d'euros (491 millions d'euros en 2024). Ils sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2026 et 2042.

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.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 4 973 millions d'euros (6 151 millions d'euros en 2024) et se situent principalement en France pour 3 518 millions d'euros (4 824 millions d'euros en 2024), aux États-Unis pour 371 millions d'euros (231 millions d'euros en 2024) et au Royaume-Uni pour 762 millions d'euros (721 millions d'euros en 2024).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 3 419 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 cet impôt différé actif brut de 3 419 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2026 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

6.

Note 9 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3	111 936	108 100
dont actifs au titre du droit d'utilisation	9.4	4 415	4 302
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		138 772	134 391

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

9.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - > le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - > le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - > pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Évaluation et présentation des goodwill

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill des filiales 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 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 9.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 108	7 895
Acquisitions		71	594
Cessions		-	(1 417)
Pertes de valeur	9.7	(16)	(151)
Écarts de conversion		(190)	212
Autres mouvements		(1)	(25)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		6 972	7 108
Valeur brute à la clôture		11 065	11 359
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 093)	(4 251)

Au 31 décembre 2025, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 419 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 605 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- la variation des écarts de conversion pour 190 millions d'euros qui relève de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;

- l'acquisition par Framatome de Segault SAS et Valselve SAS pour 94 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- l'allocation définitive du prix d'acquisition d'Arabelle Solutions qui a donné lieu à un ajustement du goodwill de (28) millions d'euros ;
- une perte de valeur sur le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis pour (15) millions d'euros (voir note 9.7).

9.2 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 9.5) ;
- 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 (certificats de gaz à effet de serre, certificats d'énergie renouvelables).

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.

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQUE 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 « Négocie » 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 » pour leur coût d'acquisition.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 16.2).

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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

Afin de promouvoir 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 ;
- 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 16.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Logiciels	8 757	941	(1 042)	(52)	-	32	8 636
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	1 002	2 068	(2 186)	(23)	-	6	867
Autres immobilisations incorporelles	9 775	715	(232)	(43)	56	29	10 300
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	3 603	1 123	(299)	(3)	-	(31)	4 393
Valeurs brutes	23 641	4 847	(3 759)	(121)	56	36	24 700
Logiciels	(5 941)	(874)	1 035	44	1	5	(5 730)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(316)	(25)	-	-	-	-	(341)
Autres immobilisations incorporelles	(4 817)	(761)	216	32	(40)	(77)	(5 447)
Amortissements et pertes de valeur	(11 074)	(1 660)	1 251	76	(39)	(72)	(11 518)
VALEURS NETTES	12 567	3 187	(2 508)	(45)	17	(36)	13 182

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2025 comprennent principalement les études relatives à EPR2 pour 3 136 millions d'euros y compris 235 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 2 481 millions d'euros et 204 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2025 :

- la cartographie Enedis pour 577 millions d'euros (547 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 013 millions d'euros (1 047 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 460 millions d'euros (1 356 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire, les brevets ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 831 millions d'euros (873 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR2 »

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de six EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour huit EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

À la suite de l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR2 (passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), l'année 2025 a été marquée par les réalisations suivantes :

- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres :
 - » un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction,
 - » un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
 - » un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les événements qui échappent à son contrôle.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025.

- EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025, le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₀ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation Interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025).

Concernant les sites de construction :

- sur le site de Penly :
 - en juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires. Cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025,
 - les travaux préparatoires débutés en 2024 se sont intensifiés en 2025 avec, en particulier, le renforcement de la digue existante, le déroçtage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier (qui s'est achevée en janvier 2026) et du parking d'entrée de site,
 - le dossier DAC (Décret d'Autorisation de Création) a été envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique,
- sur le site de Gravelines :
 - le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. À l'issue de ce débat, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 20 mai de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par

un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise En Compatibilité des Documents d'Urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires,

- sur le site de Bugey :
 - à l'issue du débat public sur le projet de construction de deux EPR2 à Bugey qui s'est tenu de janvier à mai 2025, EDF a annoncé fin septembre 2025 sa décision de poursuivre le projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été sollicitée fin novembre 2025.

Au 31 décembre 2025, le projet se compose de 3 136 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (y compris 235 millions d'intérêts intercalaires) et 1 011 millions d'euros d'immobilisations corporelles (y compris 31 millions d'euros d'intérêts intercalaires).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

En 2024, NUWARD a fait évoluer son approche pour proposer dès le début des années 2030 un produit simple, modulaire et préfabriqué en usine, reposant sur des briques technologiques éprouvées, permettant d'offrir à ses clients des centrales clés en main rapides à construire, sûres et compétitives.

En 2025, NUWARD a fait évoluer son modèle d'affaires vers la cogénération pour mieux répondre aux besoins de ses clients industriels en réévaluant des scénarios permettant de produire jusqu'à 400 MWe et 290 MWt. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture. Enfin, NUWARD mène des négociations actives avec des clusters industriels européens et des partenaires pour lancer son premier projet SMR.

L'ensemble des dépenses immobilisées, nettes de subventions, avaient fait l'objet d'une dépréciation en 2024 pour (228) millions d'euros. Les dépenses engagées depuis le 1^{er} juillet 2024 sur le projet sont comptabilisées en charges.

6.

9.3 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 14) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 14).

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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 en France	40 à 50 ans
• installations de production nucléaire au Royaume-Uni	40 à 60 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

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 12.4.1, 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.

Dans le cadre de la publication du décret sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie PPE3 du 12 février 2026, la perspective de fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et en 2028 par anticipation de leur 5^e visite décennale est désormais caduque. L'accélération du plan d'amortissement, qui avait été mis en œuvre en 2020 en lien avec ces dispositions de la précédente PPE, a donc été suspendu.

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 30 juin 2019.

À l'issue de la consultation du Comité Social et Économique Central (CSEC) d'EDF du 27 mai 2025, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirme sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site. Cette décision a été prise à la suite de l'annonce faite en septembre 2024 de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse, les conditions technico-économiques de réalisation du projet n'étant pas réunies (cf communiqué de presse du Groupe du 28 mai 2025). Cette décision n'a pas d'impact significatif sur le plan d'amortissement en vigueur de la centrale.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	15 154	47	385	(107)	(67)	34	21	15 467
Installations production nucléaire	88 375	36	4 483	(1 571)	(521)	-	33	88 835
Installations productions thermique et hydraulique	16 661	284	252	(194)	(3)	(23)	83	17 060
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	28 101	270	2 394	(610)	(948)	296	196	29 699
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	7 984	1 157	-	-	(87)	1	(394)	8 661
Immobilisations en cours	64 700	16 227	(7 514)	(264)	(1 984)	24	(293)	70 896
Valeurs brutes	218 975	18 021	-	(2 746)	(3 610)	332	(354)	230 618
Terrains et constructions	(9 125)	(413)	-	78	30	10	(33)	(9 453)
Installations production nucléaire	(59 259)	(3 998)	-	1 490	374	-	(421)	(61 814)
Installations productions thermique et hydraulique	(11 879)	(542)	-	212	5	20	(27)	(12 211)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(13 365)	(1 736)	-	598	359	(215)	(31)	(14 390)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽¹⁾	(3 682)	(867)	-	-	26	(6)	283	(4 246)
Immobilisations en cours	(13 565)	(3 870)	-	26	747	(36)	130	(16 568)
Amortissements et pertes de valeur	(110 875)	(11 426)	-	2 404	1 541	(227)	(99)	(118 682)
VALEURS NETTES	108 100	6 595	-	(342)	(2 069)	105	(453)	111 936
dont immobilisations en service	56 965	(5 762)	7 514	(104)	(832)	117	(290)	57 608
dont immobilisations en cours	51 135	12 357	(7 514)	(238)	(1 237)	(12)	(163)	54 328

(1) Voir note 9.4.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 3 836 millions d'euros, elle est liée pour 3 193 millions d'euros aux immobilisations en cours et 643 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2025, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 54 328 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 23 133 millions d'euros (21 190 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (16 255) millions d'euros au 31 décembre 2025 ((13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 16 304 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 878 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;

Sur l'exercice 2025, l'augmentation en valeur brute de 6 196 millions d'euros s'explique pour :

- 7 076 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 583 millions d'euros pour Hinkley Point C ;
- 6 007 millions d'euros en France dont 2 809 millions d'euros (hors éliminations de marge et d'avancement) liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage (hors coûts associés à l'augmentation de puissance sur le palier 900) et 349 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 284 millions d'euros relatifs à EDF power solutions sur divers projets solaires et éoliens ;
- (1 984) millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (7 514) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (4 753) millions d'euros et le Royaume-Uni pour (508) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF power solutions pour (1 293) millions d'euros de projets solaires et éoliens et Framatome pour (390) millions d'euros.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2025, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 159 722 millions d'euros. L'augmentation de 5 448 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 7 514 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (2 482) millions d'euros de diminution dont (1 952) 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 ;
- (1 626) millions d'écarts de conversion principalement en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période**Programme 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. En 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'ASNR, 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 fin 2025 à 36,3 milliards en euros courants, soit 32,6 milliards d'euros₂₀₂₅. Ce montant inclut les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 milliard d'euros courants sur la période 2022-2025. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 milliards d'euros.

EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur 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 (PN) correspondant au jalon « couplage » et a poursuivi sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN le 14 décembre 2025 après autorisation par l'ASNR de franchir le palier de 80 % de PN. Des essais de mise au point se poursuivront en 2026 avant de déclarer la mise en service industrielle de la centrale.

Dans le cadre de la montée en puissance du réacteur, un risque d'inétanchéité a été identifié sur un nombre significatif d'assemblages combustibles du premier cœur. Par précaution, aucun des assemblages irradiés lors du 1^{er} cycle ne sera rechargé pour le 2^e cycle. Le cœur sera déchargé dans son ensemble lors de la Visite Complète (« VC1 »), des analyses et examens d'intégrité des assemblages seront alors diligentés afin de déterminer précisément ceux qui seraient éventuellement rechargeables à l'occasion d'un cycle ultérieur. En conséquence, une dépréciation de stocks de combustibles de 65 millions d'euros avait été comptabilisée en « Achats de combustible et d'énergie » au 30 juin 2025 (voir note 52).

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 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.

Le montant immobilisé (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 s'élève à 13 075 millions d'euros.

Ce montant intègre les éléments suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 357 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1) à hauteur de 951 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros₂₀₂₅ reste inchangé. Il intègre les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal qui ont été comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé 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 »).

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base. Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 milliards de livres sterling₂₀₂₅. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₂₅.

Le projet a atteint les jalons suivants sur l'exercice 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025 ;
- installation en août 2025 des quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression des bâtiments de sécurité de l'Unité 1 ;
- installation du premier tableau électrique dans le bâtiment de sécurité de l'Unité 1 en septembre 2025 ;

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

- achèvement des travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des Unités 1 et 2 en octobre 2025 ;
- avancée du montage électromécanique en décalage par rapport au planning. Un plan d'actions a été déployé et le rythme des installations devrait continuer à s'accroître en 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 23,31 % au 31 décembre 2025, EDF détenant les 76,69 % restants.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 milliards de livres sterling, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 milliard de livres sterling, EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 milliard de livres sterling chacune. EDF

continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir note 17.3.2).

Par ailleurs, à la suite du closing financier du projet Sizewell C (voir note 11.3) réalisé le 4 novembre 2025, le prix d'exercice du contrat pour différence d'HPC a été réduit, passant de 92,50 livres sterling₂₀₂₅/MWh à 89,50 livres sterling₂₀₂₅/MWh en contrepartie du versement par Sizewell C à HPC d'un paiement rémunérant l'expertise du projet HPC et l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £₂₀₂₅/MWh du contrat pour différence à 89,5 £₂₀₂₅/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7).

9.4 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.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur

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.

Lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan 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 21, 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 2025

9.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	6 622	686	-	1	(379)	6 930
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 362	471	-	-	(101)	1 732
Valeurs brutes	7 984	1 157	-	1	(480)	8 662
Terrains et constructions	(2 905)	(641)	-	(6)	202	(3 350)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(777)	(226)	-	-	106	(897)
Amortissements et pertes de valeur	(3 682)	(867)	-	(6)	308	(4 247)
VALEURS NETTES	4 302	290	-	(5)	(172)	4 415

Au 31 décembre 2025, les actifs au titre du droit d'utilisation sont essentiellement portés par EDF SA pour 1 498 millions d'euros, Enedis pour 778 millions d'euros et EDF power solutions pour 633 millions d'euros.

Les augmentations en valeur brute concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 413 millions d'euros liés notamment à des contrats de location de locaux à usage tertiaire et à la réception d'un méthanier, le Royaume-Uni pour 156 millions d'euros en lien notamment avec le projet HPC, l'Italie pour 135 millions d'euros, Enedis pour 115 millions d'euros (location siège notamment) et enfin Dalkia pour 92 millions d'euros principalement liés à la flotte de véhicules électriques.

9.4.2 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)	2025	2024
Revenus des sous-locations	5	7
Charges au titre des loyers variables	(71)	(67)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(145)	(176)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(211)	(236)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(867)	(804)
Résultat d'exploitation	(1 078)	(1 040)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(156)	(131)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(1 234)	(1 171)

9.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2025	2024
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(987)	(867)

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

9.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation 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 10) ;
- 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 46 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 déléguée 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).

Le cadre juridique des concessions a vocation à évoluer à la suite de l'accord de principe auquel la France et l'Union européenne sont parvenues le 28 août 2025 sur la gestion des barrages hydroélectriques en France (voir note 5.1). La transcription en cours de cet accord dans la législation française n'a pas de conséquences dans les comptes 2025 du Groupe.

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 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.

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 2025

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	1 695	-	30	(6)	1	(1)	1 719
Installations productions thermique et hydraulique	12 158	8	370	(450)	8	(34)	12 060
Autres	718	-	13	(32)	-	11	710
Immobilisations en cours	930	457	(413)	(17)	-	6	963
Valeurs brutes	15 501	465	-	(505)	9	(18)	15 452
Terrains et constructions	(1 084)	(36)	-	6	-	-	(1 114)
Installations productions thermique et hydraulique	(7 273)	(320)	-	432	-	33	(7 127)
Autres	(511)	(33)	-	31	-	2	(512)
Immobilisations en cours	(17)	-	-	-	-	-	(17)
Amortissements et pertes de valeur	(8 885)	(389)	-	469	-	35	(8 770)
VALEURS NETTES	6 616	76	-	(36)	9	17	6 682

9.6 Investissements incorporels et corporels au tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2025	2024
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 779)	(2 733)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(21 611)	(22 739)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(442)	693
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(24 832)	(24 779)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2025 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 949 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 EPR2 (voir note 9.2) ;

- le secteur **France - Activités régulées** pour 6 812 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 **Royaume-Uni** pour 6 153 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur **EDF power solutions** pour 1 956 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, en France et au Royaume-Uni.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

9.7 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 impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture :
 - > pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures,
 - > au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays, dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du 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'IAIE, 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 EUROCORDERX 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 2060 ;
 - 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

9.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Pertes de valeur sur goodwill	9.1	(16)	(151)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	9.2	(146)	(372)
Pertes de valeur sur actifs corporels	9.3-9.5	(4 003)	(1 312)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(4 165)	(1 835)

Au titre de l'exercice 2025, les pertes de valeur s'élèvent à (4 165) millions d'euros et sont détaillées ci-après :

9.7.2 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 2025, 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 sur goodwill sont enregistrées à hauteur de (16) millions d'euros au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur avaient été enregistrées à hauteur de (151) millions d'euros, principalement au Royaume-Uni (EDF Energy).

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 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Goodwill	3 419	6,95 %	-	-
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques) Marque Edison	141 945	7,3 % < 7,3 % - 8,2 % >	1,5 %	-
Industries et Services	Goodwill Framatome Goodwill Arabelle Solutions Marque Framatome	1 605 485 151	7,9 % 8,3 % 7,8 %	1,9 % 2,0 % 2,0 %	-
Dalkia	Goodwill Marque Dalkia	609 130	6,1 % 6,1 %	2,0 % 2,0 %	(15)
Autres	Goodwill	713			(1)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(16)

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 (4 149) millions d'euros au 31 décembre 2025.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point C (HPC) : révision des coûts et du calendrier du projet, baisse du prix CfD consécutive à l'encaissement de 1,6 Md£ dans le cadre de la décision finale d'investissement de Sizewell C et hausse du CMPC	6,9 %	(3 552)
	Autres actifs			(26)
EDF power solutions	Actifs solaires aux États-Unis	Mise au rebut d'actifs obsolètes		(81)
	Actifs éoliens à Taiwan	Retard contractuel sur un projet en développement		(83)
	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables	De 5,8 % à 7,1 %	(55)
	Actifs éoliens et solaires au Chili	Perspectives locales dégradées sur des projets en développement		(39)
	Actifs éoliens au Royaume-Uni	Perte de rentabilité sur des projets en développement		(27)
	Autres actifs			(74)
Autres pertes de valeur			-	(212)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(4 149)

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2025, 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 2024, 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 2025 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les hypothèses retenues intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement une dynamique d'électrification des usages modifiant la demande énergétique totale.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la hausse pour la clôture 2025 sur l'ensemble des pays de la zone euro (à l'exception de l'Italie) et au Royaume-Uni.

Cette évolution traduit essentiellement la progression des taux sans risque, atténuée par la contraction du spread EDF. En Italie, la baisse du taux sans risque est par ailleurs accentuée par ce même facteur.

L'augmentation des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2024 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base sur la France, la Belgique et le Royaume-Uni. En Italie, le CMPC diminue de 20 points de base.

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 : 30 838 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2024 marquée par la consolidation des marges et des parts de marché, soutenue par de solides performances auprès des moyennes et grandes entreprises, le segment commercialisation aborde 2025 dans un contexte de concurrence renforcée sur l'ensemble de ses activités, avec une volatilité des prix de marché désormais plus limitée.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en augmentation par rapport à 2024. Cette augmentation est principalement portée par une méthode d'évaluation des flux futurs affinée permettant de mieux refléter le modèle opérationnel, l'évolution des activités ainsi que la manière dont les budgets et prévisions sont revus et approuvés par la direction. Elle résulte également de l'amélioration des marges opérationnelles.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et de 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 supérieure à leur valeur comptable. Elle est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2025, 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

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Heysham 2 avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la date de fin d'exploitation a été repoussée d'un an, soit à mars 2028 (voir communiqué de presse EDF Energy du 2 septembre 2025).

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible, soit une 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.

Goodwill et projet HPC

Au 31 décembre 2025, le goodwill brut d'EDF Energy s'établit à 6,4 milliards d'euros (soit 5,6 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009, diminué de la quote-part affectée au projet Sizewell C à la suite de la perte de contrôle intervenue en 2024. Les tests de dépréciation réalisés ces dernières années ont conduit à constater des dépréciations partielles pour un montant cumulé de 3,0 milliards d'euros.

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 Hinkley Point C qui bénéficie d'un modèle régulé.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, le test met en évidence une marge positive, portée par les marges significatives des autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation).

Concernant le projet HPC, pour rappel :

- au 31 décembre 2023, la révision des hypothèses relatives au coût du génie civil à l'allongement de la phase de montage électromécanique (MEH), et à leurs impacts sur les autres lots, avait amené à constater une dépréciation à hauteur de (11 151) millions d'euros. Cette révision avait fait à la suite de la communication du 23 janvier 2024 sur la revue du calendrier et des coûts de construction des deux réacteurs nucléaires, et avait alors conduit à converger vers un scénario opérationnel prévoyant un démarrage de la production d'électricité en 2030 pour l'unité 1 et 2031 pour l'unité 2. Le scénario retenu pour le test de valorisation intégrait par ailleurs un risque de report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 120 mois utilisé pour le pilotage du projet ;
- au 31 décembre 2024, le test réalisé avait mis en évidence une perte de valeur de (1 116) millions d'euros liée à l'impact défavorable de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation à long-terme. Les hypothèses opérationnelles étaient demeurées inchangées.

Au 31 décembre 2025, l'avancement de la phase de montage des équipements électromécaniques traduit un retard de 12 mois par rapport aux prévisions du projet présentées début 2024. Ce retard a entraîné un décalage du planning opérationnel d'un an, passant de 120 à 132 mois pour la mise en service du premier réacteur. Il est toujours prévu que la mise en service du deuxième réacteur interviendra 12 mois après la mise en service du premier.

Le scénario retenu pour le test de valorisation intègre par ailleurs toujours le risque d'un report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 132 mois désormais utilisé pour le pilotage du projet. Cette marge vise à couvrir un éventuel retard additionnel lié à la phase MEH et/ou à la mise en service. Le coût de construction estimé pour ce scénario de test de valorisation s'élève à 36 milliards de livres sterling₂₀₂₅ (contre 34 milliards de livres sterling₂₀₂₄ pour le scénario retenu au 31 décembre 2024).

La valeur recouvrable du projet HPC est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte également d'une durée de vie de soixante ans pour les deux réacteurs en cours de construction. Les flux de trésorerie futurs correspondants 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 unités : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CFD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Cet horizon a depuis été réduit de 32 mois afin de refléter l'évolution du calendrier. Depuis la décision finale d'investissement de Sizewell C intervenue en novembre 2025, le prix d'exercice du CFD est fixé à 89,50 £2012/MWh (en diminution de 3£ par rapport à 2024), et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI). Ainsi pour la période d'exploitation sous CFD, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,2 % à partir de 2030 (contre 2,0 % retenu pour le test réalisé au 31 décembre 2024). Pour la période d'exploitation postérieure au CFD, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CFD fixé à 89,50 £₂₀₂₄/MWh, à laquelle s'ajoute l'inflation britannique, 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 HPC) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du Contract for Difference de Hinkley Point C (soit post 2064), conduit 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 6,9 % au 31 décembre 2025, en hausse de 10 points de base par rapport à 2024. 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 flux de trésorerie de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,95 % au 31 décembre 2025, contre 6,85 % au 31 décembre 2024.

La révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £₂₀₂₄/MWh du contrat pour différence à 89,5 £₂₀₂₄/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié.

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.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC, comme celle du goodwill d'EDF Energy, reste sensible à toute variation d'hypothèses. À titre d'exemple de sensibilités défavorables :

- une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,3) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- une diminution de 10 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (0,7) 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 £₂₀₂₄/MWh aurait un impact de (0,6) milliard de livres sur la valeur recouvrable ;
- un retard de 12 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de montage électromécanique aurait un impact de (2,4) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- un retard de 6 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de mise en service aurait un impact de (1,0) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 046 millions d'euros)

La marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait l'objet d'un test de dépréciation annuel conformément aux prescriptions de la norme IAS 36 sur les actifs incorporels à durée de vie indéterminée. Le test repose sur la méthode du taux de redevance sur le chiffre d'affaires et intègre une prime de risque de 100 points de base au taux d'actualisation retenu pour actualiser les flux de trésorerie futurs. Le test actualisé au 31 décembre 2025 met en évidence une marge largement positive malgré un léger recul des hypothèses retenues sur les volumes.

La marge du test des activités de vente et de commercialisation bénéficie globalement de perspectives favorables, portées par l'évolution positive des marges commerciales, tandis que les tests des activités liées aux services énergétiques affichent des marges relativement stables par rapport à 2024.

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 actifs de production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et hydraulique), les tests présentent des marges relativement stables. S'agissant des actifs thermiques, la marge reste largement positive malgré la baisse des clean spark spreads à court et moyen terme. Cette performance est essentiellement portée par les deux COGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano, mises en service en 2023. Ces unités se distinguent par des émissions de carbone et d'oxydes d'azote inférieures à la moyenne nationale (jusqu'à 30 % pour le carbone et jusqu'à 70 % pour les oxydes d'azote) et bénéficieront par ailleurs de revenus liés au mécanisme de capacité.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base, d'une baisse de 5 % des prix ou encore d'une baisse de 10 % des clean spark spreads ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Industrie et Services (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 339 millions d'euros)

Framatome

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 notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

La marge du test du goodwill est relativement stable par rapport au 31 décembre 2024. L'effet favorable lié à la hausse du taux de croissance long terme (de 1,5 % à 1,9 %) est atténué par la hausse du CMPC (+30 points de base). Pour l'actualisation des flux de trésorerie futurs, le CMPC retenu est pondéré afin de refléter la diversité et le profil de risque spécifique des activités de Framatome.

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.

Arabelle Solutions

La valeur recouvrable des actifs d'Arabelle Solutions 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 projets intégrés dans le scénario de référence retenu. Celui-ci intègre notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

Un test de dépréciation sur le goodwill a été réalisé pour la première fois cette année depuis son acquisition en 2024. Ce test met en évidence une marge positive portée par la relance du nucléaire et les synergies apportées par le groupe.

Le taux de croissance long terme retenu est de 2 % et le CMPC de 8,3 %. Celui-ci est un CMPC pondéré tenant compte du profil de risque des différentes activités d'Arabelle Solutions.

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.

EDF power solutions (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 16 076 millions d'euros)

EDF power solutions

Les actifs d'EDF power solutions 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 constatées pour un montant total de (349) millions d'euros. Elles concernent notamment des projets en développement à Taiwan, des actifs solaires devenus obsolètes aux États-Unis, des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine pénalisés par des évolutions réglementaires tarifaires défavorables, des projets en développement au Chili, dans un contexte de perspectives locales moins favorables, ainsi que des projets de parcs éoliens au Royaume-Uni confrontés à des dépassements de coûts de construction.

Luminus

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge progresse sous l'effet des coûts engagés en 2025 pour la prolongation de 10 ans des deux unités Tihange 3 et Doel 4 (en 2024, le caractère prévisionnel de ces coûts avait un impact défavorable sur la marge).

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré le retard pris par la construction de la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de Seraing.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 482 millions d'euros)

Au 31 décembre 2025, le goodwill de Dalkia est de 609 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 2025 révèle une augmentation de la valeur recouvrable, principalement portée par le développement de l'activité travaux et la dynamique favorable des initiatives commerciales.

Les pertes de valeur sur goodwill constatées pour (15) millions d'euros au 31 décembre 2025 concernent principalement le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis, qui a cessé son activité en 2025.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 sur le chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2025 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 : 68 921 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 16 546 millions d'euros (voir note 9.3), les coûts engagés dans le cadre du projet EPR2 pour une valeur nette comptable de 4 147 millions d'euros (voir note 9.2), ainsi que les activités d'optimisation et de commercialisation. Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2025, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

La valeur recouvrable a toutefois été actualisée compte tenu notamment de l'évolution du cadre réglementaire sur les revenus du parc nucléaire (dispositif de taxation post-ARENH). Elle 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 7,1 % au 31 décembre 2025 (6,9 % au 31 décembre 2024).

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 1 300 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 2025 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 9.3).

Concernant les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation, le dispositif appelé à remplacer l'ARENH à compter du 1^{er} janvier 2026 introduit un mécanisme de taxation des revenus du nucléaire, dont le produit sera directement reversé aux consommateurs sous la forme du « versement nucléaire universel » (VNU). Cette taxation s'appliquera dès que les revenus dépasseront un premier seuil (la taxation sera de 50 % des revenus supérieurs au seuil). Au-delà d'un second seuil,

dit « seuil d'écrêtement », la part supplémentaire des revenus sera taxée à 90 %. Les niveaux des seuils seront définis par arrêté ministériel pour des périodes triennales, sur la base du coût complet de production nucléaire établi par la CRE, avec une majoration tenant compte de la situation financière de l'entreprise et des investissements nécessaires pour les nouveaux actifs nucléaires.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel fixant les seuils pour la période 2026-2028, la valeur recouvrable a été estimée en retenant un seuil de taxation à 78 €/MWh et un seuil d'écrêtement à 110 €/MWh. L'évaluation au 31 décembre 2025 intègre également la reconduction de ce dispositif après 2028, sur la durée de vie résiduelle du parc nucléaire, avec des seuils établis par EDF sur la base de la vision prévisionnelle du coût complet de production nucléaire (tels qu'établis par la CRE, voir note 5.1.1).

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 de 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.

Depuis fin 2023, EDF propose également à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire) pour des durées de 10 ou 15 ans. Par ailleurs, EDF a élargi le périmètre des acteurs éligibles à ces contrats (consommateurs > 7 GWh/an, fournisseurs et producteurs d'électricité) par l'intermédiaire d'un guichet de souscription dédié. Ce dispositif mettra à leur disposition un volume total de 1 800 MW d'électricité (soit environ 10,6 TWh pour un niveau de production annuel du parc historique de 360 TWh). La livraison d'énergie en France au titre de ces contrats a débuté au 1^{er} janvier 2026.

À fin 2025, la valeur recouvrable du test diminue par rapport à 2024 mais reste 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 hors PMT (Plan Moyen Terme) ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; effet de la fermeture anticipée des tranches sur le prix de marché, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

6.

Note 10 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 36, 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.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants 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 ans majoritairement. 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).

Organisation des concessions de distribution en France

Les autorités concédantes 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 parties.

Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique d'électricité en France et dessert 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 346 contrats de concession au 31 décembre 2025. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

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.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis. 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 de 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date ;
- 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 d'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.

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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

10.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

en millions d'euro	31/12/2024	Augmentations ⁽¹⁾	Mises en service	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2025
Terrains et constructions	3 787	-	197	(10)	3	3 977
Réseaux	116 786	797	4 593	(506)	209	121 879
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 743	2	455	(139)	(210)	5 851
Immobilisations en cours	3 176	5 621	(5 245)	(19)	4	3 537
Valeurs brutes	129 492	6 420	-	(674)	6	135 244
Terrains et constructions	(1 890)	(99)	-	8	(13)	(1 994)
Réseaux	(55 332)	(255)	-	328	(2 773)	(58 032)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 607)	(272)	-	129	(70)	(3 820)
Amortissements et pertes de valeur	(60 829)	(626)	-	465	(2 856)	(63 846)
VALEURS NETTES	68 663	5 794	-	(209)	(2 850)	71 398

(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.

10.2 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.

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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	61 277	59 123
Financement concessionnaire non amorti	(37 139)	(34 976)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	24 138	24 145
Amortissement du financement du concédant	18 468	17 717
Provisions pour renouvellement	8 548	8 741
Droits sur biens à renouveler	27 016	26 458
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	51 154	50 603

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 162 millions d'euros (133 millions d'euros en 2024).

Note 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025			31/12/2024	
		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	11.1	50,10	2 129	253	1 888	68
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	14.1.2	n.a.	2 116	53	2 290	(26)
Participations d'EDF power solutions	11.4	n.a.	1 960	65	2 235	(1 057)
Taishan (TNPVC)	11.2	30,00	n.c.	n.c.	961	(12)
Sizewell C (Holding) Ltd.	11.3	12,50	31	-	652	-
Participations d'EDF Trading	11.4	n.a.	705	120	948	214
Autres participations	11.4	n.a.	n.c.	n.c.	1 193	130
TOTAL			8 828	670	10 167	(683)

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

Au 31 décembre 2025, des reprises de pertes de valeur nettes des dotations ont été constatées au titre de participations dans certaines entreprises associées, pour un montant de 21 millions d'euros. Des prêts consentis à certaines entreprises associées ont par ailleurs été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros (voir note 17.1.3).

Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur d'un montant de (1 454) millions d'euros avaient été comptabilisées au titre des entreprises associées, principalement sur des actifs détenus par EDF power solutions.

11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du pôle CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Actifs non courants	25 502	23 140
Actifs courants	5 344	4 225
TOTAL ACTIF	30 846	27 365
Capitaux propres	4 249	3 768
Passifs non courants	19 533	16 976
Passifs courants	7 064	6 621
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	30 846	27 365
Chiffre d'affaires	6 658	5 559
Excédent brut d'exploitation	2 371	1 629
Résultat net	506	135
Endettement financier net	15 859	14 665
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	18	291
Dividendes versés	43	238

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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. À ce titre, elle est rémunérée via le TURPE dont le mécanisme est détaillé en note 5.1.1.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est comptabilisée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

11.2 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 2024 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	10 689	10 760
Actifs courants	840	897
TOTAL ACTIF	11 529	11 657
Capitaux propres	3 206	3 137
Passifs non courants	7 073	6 684
Passifs courants	1 250	1 836
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	11 529	11 657
Chiffre d'affaires	1 120	729
Résultat net	(40)	(254)
Dividendes versés	-	-

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJV), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1 750 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 cours du premier trimestre 2025, un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage ») a été initié sur le réacteur 1. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 14 juillet 2025. Le réacteur 2 a été à son tour arrêté mi-décembre dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement combustible.

La provision pour risques constituée pour refléter les incertitudes tarifaires auxquelles la centrale de Taishan est soumise en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (National Development and Reform Commission) sur la mise à jour du tarif régulé est réévaluée à chaque exercice arrêté.

Edvance, et la société de projet Sizewell C, sont devenus pleinement effectifs depuis le 1^{er} janvier 2025 :

- le contrat chaudière qui avait été signé entre Framatome et la société de projet Sizewell C est pleinement effectif depuis le 1^{er} avril 2025 ;
- la signature du contrat turbine avec Arabelle Solutions le 18 juillet 2025 ;
- les travaux sur site progressent, en particulier la construction d'infrastructures locales, les travaux de terrassement et la préparation de la montée en puissance des travaux de génie civil ;
- les études d'ingénierie se poursuivent, avec un focus particulier sur les travaux de génie civil. La fabrication d'équipements critiques a été lancée, en particulier la cuve du réacteur de l'Unité 1, les 8 générateurs de vapeur et les principales conduites de refroidissement. Les activités sur le groupe turbo-alternateur ont démarré.

À fin décembre 2025, l'État britannique détient 44,9 % du projet, le groupe EDF détient 12,5 % et les autres partenaires détiennent les 42,6 % restants.

11.3 Sizewell C

Sizewell C (SZC) est le projet de construction d'une centrale nucléaire dans le Suffolk (Royaume-Uni) 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 22 juillet 2025, le projet Sizewell C a atteint le stade de la décision finale d'investissement et, le 4 novembre 2025, celui du closing financier. EDF prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 11 milliard de livres sterling. EDF détient une participation de 12,5 % dans le capital de Sizewell C, aux côtés du gouvernement britannique pour 44,9 %, La Caisse pour 20 %, Centrica pour 15 % et Amber Infrastructure pour 7,6 % (cf. communiqués de presse du Groupe du 22 juillet 2025 et du 4 novembre 2025). EDF n'a pas investi de nouveaux fonds lors du closing financier en raison du remboursement des coûts de développement qu'elle a engagés depuis 2015.

Le groupe EDF contribue au projet en tant que fournisseur notamment d'études d'ingénierie (EDF/Edvance), du circuit primaire principal comprenant la chaudière nucléaire, les générateurs de vapeur et le système de contrôle de sécurité (Framatome) et, pour l'îlot conventionnel, du groupe turbo-alternateur (Arabelle Solutions).

Au cours de l'exercice 2025, le projet a connu les évolutions suivantes :

- le contrat de Nuclear Services Agreement, l'accord de licence de la propriété intellectuelle, et la garantie de la performance du design, qui avaient été signés entre le consortium composé par EDF SA et

11.4 Autres participations

Les participations détenues par EDF power solutions se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe et en Chine.

L'acquisition complémentaire de la société Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) mise en équivalence, portant la participation du Groupe à 100 %, n'a pas eu d'incidence comptable significative compte tenu des dépréciations constatées en 2024 sur la valeur des titres et des prêts.

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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Note 12 Besoin en fonds de roulement (BFR)

12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Variation monétaire	Variation non- monétaire	31/12/2025
Stocks et en-cours de production	12.2	(19 248)	(212)	293	(19 167)
Clients et comptes rattachés nets de provision	12.3	(24 139)	2 135	339	(21 665)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.5	19 466	2 010	(154)	21 322
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	12.4 et 12.6	11 550	(2 056)	(124)	9 370
Dont créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	12.4	(792)	(3 503)	-	(4 295)
Autres éléments du besoin en fonds de roulement		(1 524)	202	260	(1 062)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(13 895)	2 079	614	(11 202)

(1) Hors dettes sur immobilisations qui sont classées en « investissements incorporels et corporels » dans le tableau de flux de trésorerie.

L'amélioration monétaire du besoin en fonds de roulement s'explique notamment par la diminution des créances clients en France, sur EDF SA, en lien avec la baisse des prix et l'effet de saisonnalité pour 3 094 millions d'euros et par l'augmentation des dettes fournisseurs pour 2 293 millions d'euros. Cette amélioration est partiellement compensée par l'augmentation de la créance de CSPE sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (3 502) millions d'euros.

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.

12.2 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.

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.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 power solutions, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.2 et 9.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1.1).

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.

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 891	(477)	12 414	12 376	(430)	11 946
Autres combustibles	1 082	(185)	897	1 547	(274)	1 273
Autres approvisionnements	2 359	(505)	1 854	2 241	(428)	1 813
En-cours de production de biens et services	1 016	(46)	970	973	(24)	949
Autres stocks	3 057	(25)	3 032	3 335	(68)	3 267
TOTAL STOCKS	20 405	(1 238)	19 167	20 472	(1 224)	19 248

Une partie du stock de « Combustible nucléaire » vise à couvrir une consommation au-delà d'un an pour un montant de 9 537 millions d'euros au 31 décembre 2025 (9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024).

L'évolution des stocks sur l'année 2025 s'explique principalement par la diminution des stocks des certificats de capacité (en « Autres stocks ») et des « Autres combustibles », partiellement compensée par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires présentés en « combustible nucléaire » essentiellement portée par un effet prix.

6.

12.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentées nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute		19 863	23 370
dont actifs sur contrat	12.3.3	215	200
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute		3 845	2 627
Dépréciations		(2 043)	(1 858)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE		21 665	24 139

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 1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les créances clients diminuant de (2 474) millions d'euros au 31 décembre 2025. La diminution concerne principalement EDF SA pour 3 106 millions d'euros en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires compensée partiellement par une augmentation des créances clients d'EDF Trading de +1 218 millions d'euros.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

12.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 708	(2 043)	21 665	25 997	(1 858)	24 139
dont créances échues de moins de 6 mois	2 112	(280)	1 832	2 330	(351)	1 979
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 200	(403)	797	1 438	(428)	1 010
dont créances échues de plus de 12 mois	2 083	(1 261)	822	1 692	(1 012)	680
dont total des créances échues	5 395	(1 944)	3 451	5 460	(1 791)	3 669
dont total des créances non échues	18 313	(99)	18 214	20 537	(67)	20 470

12.3.2 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)	31/12/2025	31/12/2024
Créances clients transférées et maintenues au bilan	61	75
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 240	1 323

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 240 millions d'euros au 31 décembre 2025 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 323 millions d'euros en décembre 2024).

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.

12.3.3 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 215 millions d'euros au 31 décembre 2025 (200 millions d'euros au 31 décembre 2024) et concernent principalement Dalkia, EDF power solutions et Arabelle Solutions.

12.4 Autres débiteurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Charges constatées d'avance	1 669	1 652
Créances TVA	2 442	2 460
Créances fiscales (hors TVA)	452	344
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	4 295	792
Autres créances d'exploitation ⁽¹⁾	5 334	7 086
AUTRES DÉBITEURS	14 192	12 334
dont part non courante	1 978	1 979
dont part courante	12 214	10 355
dont valeurs brutes	14 313	12 424
dont dépréciation	(121)	(90)

(1) : Y compris créances sur cession d'actifs.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 1,5 milliard d'euros (2,4 milliards d'euros en 2024). 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 12.6).

Au 31 décembre 2025, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 895 millions d'euros (2 804 millions d'euros au 31 décembre 2024) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 669 millions d'euros (1 652 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Charges de service public d'EDF

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1. Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève à 11 752 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2025 en provenance de l'État s'établissent à 8 236 millions d'euros. Ce montant inclut le solde du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 668 millions d'euros et la compensation au titre de l'année 2025 pour 7 568 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 295 millions d'euros (792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	17 733	15 302
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 589	4 164
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	21 322	19 466

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2025 pour 2,4 milliards d'euros concerne essentiellement EDF SA pour 2,3 milliards 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 correspondantes restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 875 millions au 31 décembre 2025.

12.6 Autres créiteurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	Dont passifs sur contrat	31/12/2024	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 644	2 899	3 614	2 435
Fournisseurs d'immobilisations	4 883	-	5 542	-
Dettes fiscales	4 199	-	5 167	-
Dettes sociales	7 065	-	6 717	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	4 175	4 175	3 975	3 974
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 553	939	1 219	897
Appels de marge trading	645	-	486	-
Autres dettes ⁽²⁾	3 914	-	3 950	-
AUTRES CRÉDITEURS	30 038	8 013	30 670	7 306
dont part non courante	5 503	4 680	6 039	3 367
dont part courante	24 535	3 333	24 631	3 939

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020.

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

12.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2025, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 626 millions d'euros (1 501 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2025, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 819 millions d'euros au titre de l'acise sur l'électricité.

12.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs, pour 2 117 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024), à Framatome pour 867 millions d'euros (624 millions d'euros au 31 décembre 2024) et à Arabelle Solutions pour 1 195 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

12.6.4 Appels de marge trading

Au 31 décembre 2025, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 0,6 milliard d'euros (0,5 milliard d'euros en 2024). 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 12.4), s'agissant de contreparties différentes.

12.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2025. Les subventions d'investissements reçues sur 2025, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 221 millions d'euros (232 millions d'euros sur 2024).

Les subventions d'investissement reçues et comptabilisées en « Autres dettes » sont transférées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

12.6.6 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.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie	chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2025
Acomptes reçus	2 435	1 508	(1 034)	(32)	-	-	49	(27)	2 899
Produits constatés d'avance long terme	3 974	796	(610)	-	35	-	22	(42)	4 175
Autres produits constatés d'avance	897	711	(666)	-	-	-	-	(3)	939

Ils sont constitués des avances et acomptes reçus pour 2 899 millions d'euros (principalement pour les segments **Industrie et Services, Royaume-Uni et France - Activités régulées**) et des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 5 114 millions d'euros (principalement pour les segments **France - Activités de production et de commercialisation et Industrie et Services**), soit un total de 8 013 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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 26 108 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exaltium pour un montant de 686 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 13 Capitaux propres

13.1 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 2025, 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.

13.2 Distributions de l'émetteur

L'Assemblée générale des actionnaires s'est tenue le 5 mai 2025.

Distributions de dividendes

Aucune distribution de dividendes n'a été réalisée en 2025 au titre de l'exercice 2024.

Autres distributions

Le 21 mai 2025, EDF a distribué à l'État français, actionnaire unique, un montant de 2 milliards d'euros imputés sur les primes liées au capital social.

13.3 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 2025, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 061 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (10 047 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé une offre 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 219 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 et pour 539 millions d'euros (469 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013, dont le règlement est intervenu le 9 octobre 2025. À cette date, il restait en circulation 283 millions d'euros sur la souche euros émise en janvier 2014 et 160 millions de livres sterling sur la souche GBP émise en janvier 2013.

Le 29 septembre 2025, EDF a émis des obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4,375 %.

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de rachat des souches restant en circulation de la dette hybride émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros et de celle émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 31 décembre 2025 un montant total de 466 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres (283 millions d'euros au titre de la souche euros et 160 millions de livres sterling, soit 183 millions d'euros, au titre de la souche GBP), en autres dettes financières. Ces dettes ont fait l'objet d'un remboursement respectivement le 22 janvier et le 29 janvier 2026.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 533 millions d'euros sur l'exercice 2025 (582 millions d'euros sur l'exercice 2024). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2026, une rémunération de 25 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

6.**Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF (souches « en vie » au 31 décembre 2025)**

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
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	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %
EDF	10/2025	1 250	EUR	5,5 ans	4,38 %

(1) Date de réception des fonds.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

13.4 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)	31/12/2025		31/12/2024	
	% 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
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 424	1 453	300
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	23,31 %	5 773	5 915	(87)
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 021	1 024	17
Luminus SA	31,37 %	1 190	995	102
Framatome	19,50 %	199	200	(23)
Autres participations		1 217	1 442	139
TOTAL		10 824	11 029	448

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. correspondent à la part de CGN dans cette entité. NNB Holding Company (HPC) Ltd. est la holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 76,69 % (72,60 % au 31 décembre 2024) par le Groupe via EDF Energy.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 %.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF power solutions. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Daikis et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 39 millions d'euros au 31 décembre 2025 (66 millions d'euros en 2024).

Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe, à la clôture d'un exercice, une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, induisant qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et dont 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 d'opérations similaires, sur la base d'avant-projets, d'études et 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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'euro)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32 715	1 868	34 583	33 220	1 995	35 215
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	34 862	1 245	36 107	35 609	1 453	37 062
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	67 577	3 113	70 690	68 829	3 448	72 277

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euro)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 14.1	Note 14.2	Note 14.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 143	-	18 592
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	496	-	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	1 373	14	15 495
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	31 557	3 012	14	34 583
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	11 342	674	31 654
Provisions pour derniers cœurs	3 149	1 304	-	4 453
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2025	22 787	12 646	674	36 107
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	54 344	15 658	688	70 690

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euro)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	18 714	581	(1 352)	735	(62)	(24)	18 592
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 981	40	(718)	446	(72)	(182)	15 495
Provisions pour aval du cycle nucléaire	35 215	621	(2 070)	1 216	(160)	(239)	34 583
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32 698	368	(996)	1 677	(624)	(1 469)	31 654
Provisions pour derniers cœurs	4 364	-	(5)	207	(68)	(45)	4 453
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	37 062	368	(1 001)	1 884	(692)	(1 514)	36 107
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	72 277	989	(3 071)	3 100	(852)	(1 753)	70 690
Dont part courante	3 448						3 113
Dont part non courante	68 829						67 577
Dont EDF SA	53 821						54 344
Dont périmètre loi du 28 juin 2006	52 583						53 089
Dont Royaume-Uni	17 478						15 658
Dont Belgique	978						688

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2025 est détaillée pour la France en note 14.1 et pour le Royaume-Uni en note 14.2.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

14.1.1 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 14.1.2).

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 12.4.2.

Les éléments d'incertitudes identifiés fin 2024 ont connu des évolutions sur l'exercice 2025. En particulier, la provision précédemment constituée relative aux nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage d'Orano) est confortée par les nouvelles informations à disposition d'EDF en 2025 (voir note 14.1.1). Concernant Cigéo, au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024 (voir note 14.1.1.2).

S'agissant du plan d'actions démarré en 2025 permettant d'estimer l'impact éventuel du traitement des matières dangereuses (amiante, plomb, ...) sur la déconstruction et le traitement des déchets, notamment concernant les peintures amiantées suite aux évolutions réglementaires récentes, celui-ci a conduit à des réestimations pour les chantiers de déconstruction des installations arrêtées (voir note 14.1.1.3) mais reste en cours de réalisation pour ce qui concerne le devis de démantèlement des installations en exploitation à la clôture de l'exercice.

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	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	14.1.1.1	17 449	560	(1 202)	647	(5)	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		4 496	65	(37)	137	1	4 668
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		1 238	-	(44)	61	-	1 255
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14.1.1.2	14 156	29	(333)	341	(85)	14 108
Provisions pour aval du cycle nucléaire		31 605	589	(1 535)	988	(90)	31 557
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14.1.1.3	19 221	285	(284)	778	(362)	19 638
Provisions pour derniers cœurs	14.1.1.4	2 995	-	-	136	18	3 149
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		22 216	285	(284)	914	(344)	22 787
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		53 821	874	(1 819)	1 902	(434)	54 344
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		52 583	874	(1 775)	1 841	(434)	53 089
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 ⁽¹⁾		1 238	-	(44)	61	-	1 255

(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'augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 523 millions d'euros observée sur l'exercice 2025 s'explique notamment par :

- les « augmentations » qui comprennent les effets liés aux nouveaux combustibles engagés et aux révisions de devis pour 874 millions d'euros ;
- les « diminutions » qui comprennent les reprises liées aux dépenses engagées sur le traitement des combustibles usés et des chantiers de déconstruction pour (1 767) millions d'euros ;
- l'« effet de l'actualisation » comprend la charge de désactualisation des provisions pour 2 417 millions d'euros et (515) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation de 10 points de base, comptabilisés en résultat financier ;
- les « autres mouvements » comprennent un montant de (470) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation pour les provisions comptabilisées en contrepartie des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

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 UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;

- EDF 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.

14.1.1.1 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 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 (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'annuité des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040. Ces contrats - qui peuvent faire l'objet d'avenants - contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le contrat d'application actuellement en vigueur porte sur la période 2024-2026. La négociation sur le contrat d'application qui couvrira la période suivante a débuté en 2025. Aucune conséquence de cette négociation sur la portée des engagements financiers du Groupe ni sur la provision ne peut en être déduite à ce stade des discussions.

Entreposage des combustibles usés

L'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle par deux aspects :

- la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF ;
- 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), l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville (RNR usés) dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé 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. En conséquence, le scénario industriel a évolué au 30 juin 2024 pour tenir compte d'un report

du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme avec la mise en œuvre des parades (densification de l'entreposage de La Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction.

Ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du bassin envisagé jusqu'alors pour gérer le risque de saturation 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 pour un impact global de 3 301 millions d'euros.

S'agissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur, « ADF ») est en cours. 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.

En 2025, concernant le projet ADEC, la DGEC a signifié à EDF et Orano par courrier en date du 10 mars 2025 qu'elle « n'émet pas d'objection au projet industriel proposé ». Par ailleurs, le CPN du 17 mars 2025 a indiqué que « le financement sera principalement porté par EDF ». Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à un horizon de fin 2026.

Recyclage de l'Uranium de retraitement

La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2018, avec le chargement des premiers assemblages en 2023, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, d'autres réacteurs de 1300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. La provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 469 millions d'euros) correspond au coût d'entreposage des matières qui ne pourront pas être utilisées au-delà de la durée de fonctionnement des centrales conformément à la durée d'amortissement retenue en comptabilité.

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 s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion de combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, EDF reste en attente de la lettre de suite qui sera émise par la DGEC, commanditaire de cet audit.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.1.1.2 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 transport et 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), le combustible de Creys-Malville (RNR) et celui de Brennilis (eau lourde) ;
- 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 coûts d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2025	31/12/2024
Déchets TFA et FMA	TFA : Cires - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaïnes (ANDRA)	3 565	3 310
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude (ANDRA)	366	371
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 177	10 475
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 108	14 156

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, 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 Soulaïnes, 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 Centraço 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 ;
- du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre, créée le 27 novembre 2025, pour le traitement (découpe, tri et fusion) des métaux très faiblement actifs (dont ceux des générateurs de vapeur) dans l'installation Technocentre, entre 2032 et 2072, avant valorisation de ces métaux et stockage des déchets finaux dans les centres de l'ANDRA. En effet, à la suite du débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et porté par EDF, qui s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet de développement de l'installation Technocentre sur le site de Fessenheim, installation qui prévoit d'être mise en service en 2032 et exploitée par la filiale Cyclife Technocentre ;
- de l'évaluation des autres dépenses prévues de développement de filières de traitement préalable.

Au 30 juin 2025, le coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville a été réévalué avec un impact de 118 millions sur la provision pour gestion des déchets TFA. Ce gisement est issu du traitement en tant que déchet du sodium contenu dans les circuits primaires et secondaires du réacteur de Creys-Malville.

Par ailleurs, le coût de transport des générateurs de vapeur a été réestimé suite au retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs

de vapeur de Fessenheim ce qui a conduit à augmenter la provision de 117 millions d'euros à l'échelle du parc (de l'ordre de 300 générateurs de vapeur pour le parc REP en exploitation).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction 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 à faible profondeur.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, premier réacteur UNGG démantelé qui sera extrait à l'horizon 2045, est celui d'un stockage dans le centre de surface existant (CSA). Un risque a par ailleurs été provisionné au titre de l'éventualité de devoir construire sur le site un entreposage temporaire du graphite de Chinon A2.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite des autres réacteurs est celui d'un stockage direct dans un centre de stockage dédié à faible profondeur.

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.

Pour autant, fin 2024, EDF a intégré dans ses comptes une actualisation de la provision pour prendre en compte des éléments qui n'étaient pas intégrés dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation a généré une augmentation de la provision de 823 millions d'euros.

En application de l'arrêté de chiffrage du 15 janvier 2016, il est prévu que le coût du projet Cigéo soit 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'ASNR.

Ainsi, le 12 mai 2025, l'ANDRA a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo. Il s'agit de la première étape du processus permettant d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence associé serait également révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée en 2050 pour les colis MAVL (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent), les colis HA étant attendus pour 2080 comme auparavant.

Les éléments communiqués par l'ANDRA sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés.

Au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024.

Un réexamen du montant de la provision sera conduit à l'issue de la publication de l'arrêté coût.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL s'élèvent à un montant total de 9 175 millions d'euros. Elles intègrent 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.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). À fin 2025, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Arrêté portant sur le tarif d'accompagnement du projet Cigéo

Concernant la fiscalité d'accompagnement de Cigéo, l'arrêté qui complète l'article 18 de la loi de finances 2025 a été publié le 24 décembre 2025 et consacre désormais le caractère autonome et pérenne que l'État donne au tarif d'accompagnement, précédemment provisionné dans les coûts du projet. Le lien entre ce tarif et l'obligation de gestion à long terme des déchets radioactifs n'étant désormais plus établi, EDF a procédé à un changement d'estimation comptable et a appliqué prospectivement les effets de ce changement dans ses comptes au 31 décembre 2025, conduisant à une reprise de l'intégralité de la provision enregistrée à ce titre pour un montant de 320 millions d'euros. Le paiement annuel de ces taxes d'accompagnement sera donc désormais comptabilisé comme une charge de la période.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL intègre également le conditionnement et l'entreposage des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Actifs) dans l'attente de leur expédition à Cigéo, pour un montant en provision de 1 002 millions d'euros.

14.1.1.3 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 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). Les sites seront remis en état conformément au Guide n°24 de l'ASNR 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 et Fessenheim).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement reste en cours d'instruction par l'ASNR et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement. La publication du décret de démantèlement est attendue en mars 2026.

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 de technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie en revanche d'un retour d'expérience (essentiellement américain car, en Europe, la plupart des réacteurs définitivement arrêtés n'ont pas achevé le démantèlement de leur circuit primaire). Concernant Chooz A, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne et de présenter une contamination radiologique sensiblement différente du parc REP en exploitation, 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 transposable acquis sur le REP de Chooz) et les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires à leur démantèlement, ont permis, à compter de fin 2021 d'établir un chiffrage détaillé de référence pour l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième et troisième 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 2025

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	-	(10)	608	(362)	13 746
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	285	(274)	170	-	5 892
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	19 221	285	(284)	778	(362)	19 638

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale Réacteur à Eau Pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW, N4 et l'European Pressurized Reactor (EPR) de Flamanville 3)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation ainsi que Flamanville 3.

S'agissant des 56 tranches des paliers 900, 1 300 et 1 450 MW (donc hors Flamanville 3), le devis de démantèlement retenu comme base d'évaluation repose sur une analyse de l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement sur site des déchets pour démanteler une paire de réacteurs du palier 900 MW. Ce devis de référence est extrapolé aux têtes de série des paliers 1 300 MW et 1 450 MW en tenant compte des différences de taille et de configuration des installations. Le devis pour l'ensemble du parc valorise également des effets de série et de mutualisation permis par l'homogénéité technique des réacteurs. 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 de pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

L'amplitude des effets de série (réductions de coûts sur les réacteurs suivant la tête de série d'un même palier) dépend de la nature des activités :

- la plupart des études réalisées sur la tête de série d'un palier est reprise pour les réacteurs suivants avec des adaptations mineures ;
- les outillages spécifiques sont réutilisés sur plusieurs chantiers successifs ;
- le retour d'expérience acquis sur les premiers chantiers est directement exploitable pour réduire les risques et optimiser les chantiers similaires suivants.

Les effets de mutualisation désignent les synergies entre les différentes tranches présentes sur un même site. Ils représentent :

- le fait que certains bâtiments industriels et tertiaires sont communs à tous les réacteurs d'un même site et ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certaines coûts de fonctionnement, surveillance, maintenance et exploitation ne sont pas proportionnels, voire quasi-indépendants du nombre de réacteurs présents sur un même site.

Des effets de mutualisation entre Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3 ont été intégrés.

Ces effets de mutualisations expliquent que le démantèlement de plusieurs réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de réacteurs isolés sur des 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 représentent respectivement 9 % et 7 % du montant du devis du parc REP en exploitation calculé sans ces effets. 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).

A contrario, les estimations de coûts n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC, et rendu public en janvier 2016, 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 une couverture des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur toutes les hypothèses du devis : sur les coûts bruts estimés, mais également sur la durée du planning, sur les effets de série, de mutualisation, et les coefficients de transposition ;
- intégration de risques : événements identifiables dont l'occurrence n'est qu'éventuelle. La cotation financière de ces risques tient compte des coûts directement induits par leur réalisation et également des coûts induits par l'allongement de la durée totale du projet.

La marge globale pour risques et incertitudes est ainsi de 18,7 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation hors Flamanville 3 (33,4 % 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 s'attache à conforter 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.

En 2025, sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₅) s'élève à environ 0,70 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,43 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet, hors Flamanville 3, en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

En 2025, une simplification du modèle de calcul des effets de mutualisation conduit à une diminution de la provision pour déconstruction des centrales en exploitation pour incertitudes planning à hauteur de 58 millions d'euros.

À noter qu'au titre des peintures amiantees, concernant les centrales en exploitation, un plan d'action est en cours 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 prend en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.

S'agissant de 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 a conduit, dans les états financiers consolidés du Groupe, à la comptabilisation de provisions relatives à Flamanville 3. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW, à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans). Cette provision s'élève à 230 millions d'euros dans les comptes au 31 décembre 2025.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 font l'objet d'une réévaluation annuelle.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré des cœurs de réacteurs ;
- 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, conformément aux décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020.

Au 31 décembre 2025, 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	31/12/2025	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	342	299
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim ⁽¹⁾	1 177	996
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 481	3 302
Réacteur à eau lourde - Brennilis	548	470
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys-Malville	714	621

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme 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 1,3 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 implique des découpes avec des moyens téléopérés sans visuel direct plus complexes que sur le REP 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 7,8 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 ;

Pour mémoire, un audit externe commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) publié en 2021 sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) souligne « 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 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.

Conformément aux recommandations de cet audit, 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 » ont été introduits afin de conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages.

Les devis des centrales définitivement arrêtées prennent également en compte des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie et le risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage).

- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,4 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).

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) ;
- 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.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Évolutions 2025

Le lancement, en 2024, du plan d'actions relatif au coût du traitement des matières dangereuses a conduit, en 2025, à prendre en compte l'état des lieux détaillé de présence d'amiante, de plomb et d'éventuelles autres matières dangereuses, par site, pour estimer une enveloppe globale de surcoûts à la fois pour la part travaux (coûts de désamiantage pour le retrait des matériaux et revêtement de génie civil concernés et pour les activités de démolition), pour la part exploitation et ingénierie (ressources supplémentaires, formation, adaptation des locaux...) et pour la part de traitement des déchets. Cette estimation a été probabilisée pour tenir compte d'un risque de résorption effective de ces surcoûts. Cela a conduit à une augmentation de la provision à hauteur de 44 millions d'euros.

Sur l'exercice 2025, plusieurs révisions de devis ont été prises en compte du fait de l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révisions de plannings. Ces révisions ont notamment conduit à (i) une augmentation du coût de déconstruction de la centrale de Brennilis à la suite de la prise en compte de surcoûts pour le démantèlement du bloc réacteur pour 90 millions d'euros et (ii) une augmentation des coûts de déconstruction de la centrale de Chinon à la suite d'ajustements des coûts d'exploitation et une augmentation des coûts de développement du démonstrateur industriel pour un montant total de 54 millions d'euros.

14.1.1.4 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 211).

Depuis 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant relatif au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

En 2025, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 154 millions d'euros dont 67 millions d'euros en lien avec l'évolution du coût du combustible.

14.1.1.5 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 AA 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 3,19 % pour 2025. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 7^{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 2025 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,1 % ; 4,3 %] ([2,3 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,5 % ; 4,3 %] ([3,4 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,19 % (3,22 % à fin 2024) 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 AA à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste. Compte tenu de l'augmentation récente du nombre d'obligations d'entreprise de notation AA, la référence aux spreads de ces obligations a été substituée à la référence aux spreads d'obligations d'entreprises de notation A. La référence aux spreads des obligations d'entreprises de notation BBB est maintenue compte tenu du fait que ces obligations 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 en 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (1,9 % au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

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).

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond prévu par la réglementation. Selon l'article D594-4 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. Ce plafond s'établit à 2,69 % au 31 décembre 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024), supérieur au taux réel retenu (2,65 % avec une précision de deux décimales) ;

- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés) ;

Les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,1 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2025, supérieur au taux d'actualisation nominal retenu de 4,5 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

(en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
	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	25 272	16 194	24 849	16 211
dont non lié au cycle d'exploitation	8 464	4 668	7 794	4 496
Gestion à long terme des déchets radioactifs	41 468	14 108	40 405	14 156
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	66 740	30 302	65 254	30 367
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 502	13 746	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 606	5 892	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 301	3 149	5 167	2 995
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	40 409	22 787	39 634	22 216
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	-	53 089	-	52 583

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)	31/12/2025		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	11 639	13 633	25 272
dont non lié au cycle d'exploitation	2 077	6 387	8 464
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 629	34 839	41 468
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	18 268	48 472	66 740
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	831	24 671	25 502
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 177	5 429	9 606
Derniers cœurs	1 418	3 883	5 301
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	6 426	33 983	40 409

(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 44 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 41 % et à 93 % pour la déconstruction.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 2025 :

(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	(325)	344	281	(297)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	(691)	770	524	(591)
Déconstruction et derniers cœurs :					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 746	(571)	602	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 892	(161)	171	161	(171)
• derniers cœurs	3 149	(94)	99	-	(10)
TOTAL	54 344	(1 842)	1 986	966	(1 069)
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	39 049	(1 671)	1 745	828	(920)

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 (938)/974 millions d'euros dont 494/(520) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

14.1.2 Actifs dédiés d'EDF

14.1.2.1 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.

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.

14.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 19 juin 2025, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 32 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 38 % 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 2025, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 11 230 millions d'euros, dont 9 842 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, Sinal (ex-Norlys Fibernet), Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, d'autres actifs immobiliers, 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 FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés. EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 16 439 millions d'euros au 31 décembre 2025 (17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces FCPR sont constitués principalement de 21 fonds cotés pour 14 851 millions d'euros (20 FCPR cotés pour 16 341 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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.

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).

14.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice

En 2025, la performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 6,8 %.

En dépit de l'impact défavorable des parités EUR/USD et EUR/GBP sur le portefeuille, la performance des **actifs de rendement** atteint 5,5 % en 2025, en progression par rapport à 2024 (4,6 %) avec des performances positives sur l'ensemble des classes d'actifs.

Les **actifs de croissance** (essentiellement composés d'actions cotées) ont progressé de 11,5 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. La volatilité a aussi été alimentée par le questionnement des investisseurs sur la rentabilité des investissements dans l'intelligence artificielle, et sur une éventuelle bulle de valorisation. Le dollar américain a été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les **actifs de taux** (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 2,9 %. Les obligations cotées ont été assez volatiles, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2025.

Des variations de juste valeur du portefeuille ont été enregistrées sur l'exercice 2025 :

- sur les OPC, actions en résultat financier à hauteur de +1 902 millions d'euros (+2 998 millions d'euros en 2024, voir note 7.3) ;
- sur les obligations en résultat financier pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024, voir note 7.3) et en OCI à hauteur de +4 millions d'euros (+164 millions d'euros en 2024, voir note 17.12).

En 2025, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissement de private equity et de private debt. EDF Invest a acquis notamment des participations immobilières minoritaires au second semestre 2025 : 49 % du parc commercial Espace Chanteraines en région parisienne et 50 % d'Euroliving, un portefeuille d'immeubles résidentiels situés en Europe. La cession en 2025 du parc solaire nord-américain Catalina Solar et les cessions partielles indirectes de l'actif Q-Park ont contribué à la rotation du portefeuille.

Des retraits pour un montant de 577 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2025 (527 millions d'euros en 2024).

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

		31/12/2025		31/12/2024	
en millions d'euros	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF INVEST) ⁽¹⁾		7 110	9 842	6 877	9 485
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	4 524	7 252	4 534	7 135
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 584	2 588	2 354	2 361
Dérivés	Juste valeur des dérivés	2	2	(11)	(11)
ACTIFS DE CROISSANCE		14 916	14 916	16 633	16 633
Actions cotées	Titres de dettes	14 184	14 184	15 995	15 995
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	710	710	699	699
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	(61)	(61)
ACTIFS DE TAUX		17 710	17 710	14 202	14 202
Obligations et TCN cotés ⁽⁴⁾	Titres de dettes	14 221	14 221	13 172	13 172
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	250	250	260	260
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	428	428	395	395
Trésorerie ⁽⁴⁾	Titres de dettes	2 789	2 789	365	365
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	10	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		39 736	42 468	37 712	40 320

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (cf. note 11). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

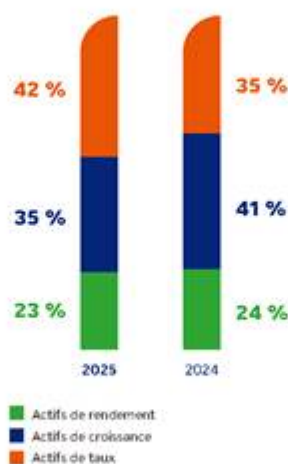
(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 467 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Après déduction de 926 millions d'euros de dette financière comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres qui ont été réinvestis en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie.

La composition des actifs dédiés en 2025 et en 2024 est la suivante (en valeur de réalisation) :

- actifs de rendement : 23 % au 31 décembre 2025 (24 % au 31 décembre 2024) ;
- actifs de croissance : 35 % au 31 décembre 2025 (41 % au 31 décembre 2024) ;
- actifs de taux : 42 % au 31 décembre 2025 (35 % au 31 décembre 2024).



États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.1.3 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)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 668	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	19 221
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	635	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	39 049	38 507
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	42 468	40 320
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	108,8 %	104,7 %

Au 31 décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 %. 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 2025.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

14.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 658 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- 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 17.13) et s'élèvent à 14 419 millions d'euros au 31 décembre 2025 (16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024).

6.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 265	21	(150)	88	(62)	(19)	1 143
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 446	3	-	98	(72)	(102)	1 373
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 231	24	(150)	221	(160)	(154)	3 012
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 878	-	(665)	885	(624)	(1 132)	11 342
Provisions pour derniers cœurs	1 369	-	(5)	71	(68)	(63)	1 304
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	14 247	-	(670)	956	(692)	(1 195)	12 646
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	17 478	24	(820)	1 177	(852)	(1 349)	15 658

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 coeurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour des estimations de coûts basée sur l'Integrated Plan 26 (IP 26) approuvé par l'équipe d'Assurance des Passifs Non-Nucléaires (NLA) en décembre 2025, de (687) millions d'euros, principalement due à une combinaison de facteurs :
 - des coûts centraux réduits,
 - une diminution des risques liés au déchargement du combustible des réacteurs AGR, à la suite d'un examen exhaustif des risques, partiellement compensée par certaines augmentations des risques de déconstruction des AGR et de démantèlement de SZB, en raison d'une réestimation des impacts de coûts ponctuels,
 - une diminution des coûts d'énergie des sites résultant d'une baisse du prix de gros de l'électricité et d'une réduction des coûts de loyer et de taxes suite à des tarifs mis à jour convenus avec les conseils locaux,
 - ces diminutions sont partiellement compensées par des coûts de préparation au déchargement du combustible des AGR en augmentation,
- un report d'une année des dates de fermeture des centrales de Hartlepool et Heysham, de mars 2027 à mars 2028, générant une baisse des provisions de (115) millions d'euros ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier +10 points de base sur les provisions aval du cycle et de déconstruction), soit une baisse des provisions aval du cycle et de déconstruction de (230) millions d'euros.

14.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus à la suite de 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 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion 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 61 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- 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.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025.

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'IP25 et l'IP26 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2024 et en décembre 2025.

L'estimation des coûts de l'IP26 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 la l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.2.2 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.

	31/12/2025		31/12/2024	
(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	3 943	1 143	4 173	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 000	496	3 086	520
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 477	1 373	7 780	1 446
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 420	3 012	15 039	3 231

(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.

14.2.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

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.

6.

	31/12/2025		31/12/2024	
(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	25 195	11 281	27 273	12 809

14.2.4 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 AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite.

Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;

- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,5 % au 31 décembre 2025 (3,4 % au 31 décembre 2024).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

14.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour aval du cycle nucléaire	379	9	(386)	7	5	14
Provisions pour déconstruction et derniers coûts	599	83	(46)	15	23	674
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	978	92	(432)	22	28	688

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribuée 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 421 millions d'euros au 31 décembre 2025 (352 millions d'euros au 31 décembre 2024), soit une augmentation nette de 69 millions d'euros, principalement en lien avec la révision triennale 2025 ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 17.1.3) pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024). 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.

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont réalisé le closing de l'accord concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale, faisant suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025, a mené au versement de la première partie du paiement relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé à hauteur de 189 millions d'euros en avril 2025. La seconde partie a été versée lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025 pour 121 millions d'euros. Faisant suite au transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge, la provision pour aval du cycle nucléaire s'élève donc au 31 décembre 2025 à 14 millions d'euros.

Note 15 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs provisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;

- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
 - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du 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 PEJ.

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) 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, ...).

La loi n° 2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023 pour le régime général. Elle prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour les générations de 1964 à 1968. Elle vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille (voir note 15.12 pour plus de précisions sur cette réforme et ses effets sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025).

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 soule 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 soule 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 statutaire, 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).

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).

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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.

Réforme des retraites en France

La loi n°2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023.

Cette loi prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour le régime général et vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, et plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille.

Suspension du calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite

Pour le régime général, la loi suspend jusqu'à janvier 2028 le calendrier d'augmentation de l'âge légal de départ en retraite et de la durée d'assurance inscrit dans la loi du 14 avril 2023 portant sur la réforme des retraites. Les conditions de liquidation de la pension servie par le régime spécial des IEG restent inchangées mais les versements des équivalents prestations versées par la CNAV et l'AGIRC-ARRCO dans le cadre de l'adossement pourront être anticipés d'un à deux trimestres pour les générations 1964 à 1968.

Amélioration du système de retraites en réduisant les inégalités de pensions entre les femmes et les hommes

- L'amélioration du calcul du salaire annuel moyen au régime général avec la prise en compte du nombre d'enfants des assurées.
- La prise en compte des majorations de durée d'assurance (attribuées pour la naissance d'un enfant) pour permettre l'ouverture des droits à une retraite anticipée pour carrière longue, dans la limite de deux trimestres. Cette mesure n'a pas d'impact sur l'évaluation des engagements portés par le groupe.

En accord avec les principes de la norme IAS 19 et en cohérence avec le traitement retenu en 2023 au titre de la réforme des retraites, l'ensemble des effets induits par la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés positif en résultant qui s'élève à +93 millions d'euros a été comptabilisé en produit au compte de résultat de l'exercice 2025 (en autres produits et charges d'exploitation, voir note 6).

15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour avantages du personnel - part courante	765	778
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	16 158	17 284
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	16 923	18 062

15.1.1 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 31/12/2024	27 749	6 054	889	34 692
Charge nette de l'exercice 2025	1 407	324	62	1 793
Écarts actuariels	(1 749)	(109)	(9)	(1 867)
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 286)	(336)	(59)	(1 681)
Écarts de conversion	-	(299)	(1)	(300)
Mouvements de périmètre	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2025	26 121	5 635	879	32 635

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	 France ⁽¹⁾	 Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2024	(10 093)	(6 579)	(513)	(17 185)
Charge nette de l'exercice 2025	(335)	(345)	(17)	(697)
Écarts actuariels	377	78	(8)	447
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	446	336	28	810
Écarts de conversion	-	327	-	327
Autres variations	-	-	22	22
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2025	(9 620)	(6 251)	(497)	(16 368)

(en millions d'euros)	 France ⁽¹⁾	 Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2024 ⁽²⁾	17 656	(525)	376	17 507
Charge nette de l'exercice 2025	1 072	(21)	45	1 096
Écarts actuariels	(1 372)	(31)	(17)	(1 420)
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(840)	-	(38)	(878)
Écarts de conversion	-	28	(1)	27
Mouvement de périmètre	-	-	(4)	(4)
Autres variations	-	-	22	22
PASSIF NET AU 31/12/2025	16 501	(616)	382	16 267
dont provisions pour avantages du personnel				16 923
dont actifs financiers non courants				(656)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 15.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2024 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 062 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (555) millions d'euros soit un passif net de 17 507 millions d'euros.

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2025 s'élèvent à (1 867) millions d'euros :

- dont (1 749) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (2 153) millions d'euros,
 - la variation des écarts d'expérience pour 832 millions d'euros,
 - la variation du taux d'inflation pour (458) millions d'euros ; et
- dont (109) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (218) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour 23 millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 86 millions d'euros (voir note 15.1.5).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2025

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2025 s'élèvent à 447 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 377 millions d'euros en France et pour 78 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 2025.

Passif net au 31 décembre 2025

Le passif net au 31 décembre 2025 s'élève à 16 267 millions d'euros :

- dont 16 501 millions d'euros en France :
- dont (616) 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 630 millions d'euros contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ce surplus est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

15.1.2 Hypothèses actuarielles retenues

(en %)	🇫🇷 France		🇬🇧 Royaume-Uni	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,90 %	3,40 %	5,65 %	5,55 %
Taux d'inflation	1,80 %	1,90 %	2,85 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,80 %	2,90 %	2,80 %	2,85 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation 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.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % rapport au 31 décembre 2024).

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 1,80 % au 31 décembre 2025 (1,90 % au 31 décembre 2024).

Pour les entités françaises relevant du statut des IEG, les lois de salaires projetées à partir de 2025 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.

15.1.3 Analyses de sensibilité sur les engagements

(en millions d'euros)	31/12/2025	
	🇫🇷 France	🇬🇧 Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 005) / 1 074	(208) / 219
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 059 / (993)	185 / (180)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 006 / (948)	n.a.

n.a. : non applicable.

15.1.4 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2025			
	🇫🇷 France	🇬🇧 Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(501)	(9)	(34)	(544)
Coût des services passés	93	-	-	93
Écarts actuariels - avantages à long terme	(60)	-	1	(59)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(468)	(9)	(33)	(510)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(939)	(315)	(29)	(1 283)
Produit sur les actifs de couverture	335	345	17	697
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(604)	30	(12)	(586)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 072)	21	(45)	(1 096)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 749	109	9	1 867
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(377)	(78)	8	(447)
Écarts actuariels	1 372	31	17	1 420
Écarts de conversion	-	(28)	1	(27)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 372	3	18	1 393

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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)	(311)	(29)	(1 227)
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)

15.1.5 Sources des écarts actuariels sur engagements

en millions d'euros	France	Royaume-Uni
Variation liée aux écarts d'expérience	(973)	86
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	23
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	2 662	(218)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	1 689	109
dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	1 749	109
dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(60)	-

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

15.2 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.

15.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

en millions d'euros	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	12 311	13 078
Retraités	13 810	14 671
TOTAL ENGAGEMENTS	26 121	27 749

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

15.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2025 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 177	(8 941) ⁽¹⁾	10 236
Avantage en nature énergie	3 382	-	3 382
Indemnités de fin de carrière	783	(662)	121
Autres	1 297	(16)	1 281
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2025	24 639	(9 619)	15 020
Rentes ATMP et invalidité	1 241	-	1 241
Médailles du travail	220	-	220
Autres	21	-	21
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2025	1 482	-	1 482
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2025	26 121	(9 619)	16 502

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2025)

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)

15.2.3 Actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	9 619	10 093
Actifs pour régime spécial de retraite	8 941	9 432
dont en % :		
Instruments de créances cotés (obligations)	63 %	65 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	33 %
Biens immobiliers	3 %	2 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	662	645
dont en % :		
Instruments de créances cotés (obligations)	59 %	58 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	41 %	42 %
Autres actifs de couverture	16	16

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour 37 % du total en obligations notées AAA et AA et 63 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % 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 2025, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour :

- 69 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;

- 16 % du total en actions de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents ;

- 15 % du total en actions de sociétés européennes.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2024.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -0,6 % en 2025.

15.2.4 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euro)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 243	1 220
D'un à cinq ans	4 937	4 387
De cinq à dix ans	6 234	4 617
À plus de dix ans	50 113	15 897
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	62 527	26 121

Au 31 décembre 2025, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 15,8 ans.

15.3 Royaume-Uni

15.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euro)	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	2 114	2 328
Retraités	3 521	3 726
TOTAL ENGAGEMENTS	5 635	6 054

6.

15.3.2 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'euro)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	6 252	6 579
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	7 %	9 %
Instruments de créances cotés (obligations)	65 %	92 %
Biens immobiliers	4 %	5 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	1 %
Autres (dont private equity) ⁽¹⁾	20 %	-8 %

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- 73 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- 27 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

15.3.3 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	296	282
D'un à cinq ans	1 261	1 072
De cinq à dix ans	1 774	1 185
À plus de dix ans	10 240	3 096
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	13 571	5 635

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2025.

Note 16 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025			31/12/2024		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	2 501	147	2 648	2 147	147	2 294
Autres provisions	16.2	4 133	2 425	6 558	3 875	2 547	6 422
AUTRES PROVISIONS		6 634	2 572	9 206	6 022	2 694	8 716

16.1 Autres provisions pour déconstruction

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
EDF	1 467	1 133
EDF Energy	26	40
Edison	129	132
Framatome	460	449
Autres	566	540
TOTAL	2 648	2 294

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, 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 les opérations de déconstruction à venir. Au cours de l'exercice 2025, EDF a mené un chantier de révision des coûts de déconstruction pour l'ensemble des sites thermiques avec la mise en place d'une démarche analytique détaillée, identifiant plus précisément l'ensemble des travaux nécessaires à la remise en état des sites tenant compte de la spécificité de chacun, la prise en compte de diagnostics réalisés sur chaque site pour la dépollution, le retour d'expérience sur les achats de prestations pour les opérations spécifiques comme le traitement des cheminées et enfin la prise en compte de risques, aléas et incertitudes de façon systématique. Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit à une augmentation de la provision de 342 millions d'euros. Ces travaux feront l'objet d'une révision annuelle.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (115 millions d'euros pour Framatome et 46 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 123 millions d'euros pour Framatome et 71 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture de 107 % pour Framatome et 153 % pour Cyclife. Le taux réglementaire est de 105 % pour Framatome et de 100 % pour Cyclife France.

16.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

en millions d'euros	31/12/2024	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	806	103	-	(14)	-	(367)	528
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	41	8	(5)	(5)	-	(2)	37
Provisions pour litiges	223	151	(114)	(11)	-	6	255
Provisions pour contrats onéreux	609	302	(120)	(354)	12	73	522
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1700	2 185	(2 125)	-	-	(62)	1 698
Autres provisions pour risques et charges	3 043	1 233	(877)	(109)	(10)	238	3 518
TOTAL	6 422	3 982	(3 241)	(493)	2	(114)	6 558

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats long-terme d'approvisionnement et de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur éviction et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation. S'agissant du contrat avec Dunkerque LNG, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal à la suite de la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de 349 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les autres provisions sont individuellement non significatives.

Les contrats à long terme de Framatorre 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 5.5.2 et 19.1).

Au 31 décembre 2025, une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) 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 9.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

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 2025, le volume de CO₂ émis par EDF Energy n'est pas significatif.

Autres provisions pour risques et charges

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 ; iii) s'accorder sur un cadre de partage des coûts sur une base 50/50.

À cet égard, au 31 décembre 2024, Edison avait ainsi comptabilisé un passif totalisant 702 millions d'euros, répartis à hauteur de 286 millions d'euros en dette (au titre des coûts supportés par ENI antérieurs au 31 décembre 2023 et réglée et à régler à parts égales respectivement pour moitié en septembre 2025 et le reste en septembre 2026) et 416 millions d'euros en provisions.

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

Aumelas

Par jugement du 7 avril 2025, la Chambre correctionnelle du tribunal judiciaire de Montpellier a condamné des sociétés de projet, EDF Renouvelables, EDF Renouvelables France, Futuren et un ancien Président Directeur Général de EDF Renouvelables dans un contentieux relatif à des atteintes alléguées aux espèces protégées entre 2017 et 2021 du fait de l'exploitation des parcs éoliens situés sur le site d'Aumelas. Les sociétés condamnées et l'ancien Président Directeur Général ont interjeté appel. L'audience devant la Cour d'appel devrait intervenir au premier semestre 2026.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Autres

Les autres provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (restructuration, 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 17 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.

17.1 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'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- 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 ;

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

- les titres de dettes gérés dans un modèle de gestion « Autres » selon IFRS 9, et qui concernent les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) et les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (expected credit loss). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « Investment Grade ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « Investment Grade ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

(en millions d'euro)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	5 959	22 813	28 772	6 459	15 304	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	415	-	415	302	5	307
Titres en juste valeur en résultat	31 314	1 635	32 949	28 613	1 939	30 552
Titres de dettes ou de capitaux propres	37 688	24 448	62 136	35 374	17 248	52 622
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	2 775	2 775	-	4 915	4 915
Dérivés de couverture - Juste valeur positive ⁽¹⁾	3 121	2 215	5 336	4 109	1 892	6 001
Prêts et créances financières ⁽²⁾⁽³⁾	15 742	3 200	18 942	16 468	2 684	19 152
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	56 551	32 638	89 189	55 951	26 739	82 690

(1) Dont 2 912 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2025 (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2024 et voir note 17.5).

(2) Dont dépréciation pour (709) millions d'euros au 31 décembre 2025 (863) millions d'euros au 31 décembre 2024).

(3) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((2,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse des volumes couverts utilisés dans le cadre de l'activité de trading, ainsi que par les mouvements des prix du marché des matières premières observés en 2025.

17.1.2 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 (note 14.1.2) ;

- actifs « liquides »** qui 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 SA représentent 982 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF ⁽¹⁾	5 542	-	30 435	35 977	33 123
Actifs liquides	23 172	-	1 528	24 700	17 999
Autres actifs ⁽²⁾	58	415	986	1 459	1 500
TOTAL	28 772	415	32 949	62 136	52 622

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.3.1) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

La variation monétaire d'actifs financiers de 7 392 millions d'euros présentée dans le tableau de flux de trésorerie résulte essentiellement des placements de trésorerie en lien avec les émissions réalisées par EDF en 2025, classés sur la ligne « actifs liquides » (OPCVM, obligations et dépôts court terme).

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 763	7 376	(48)	10	(325)	(4)	28 772
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	307	68	93	(50)	-	(3)	415
Titres en juste valeur en résultat	30 552	1 156	1 330	(11)	(14)	(64)	32 949
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	52 622	8 600	1 375	(51)	(339)	(71)	62 136

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)	2025			2024		
	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	(73)	-	(77)	6	-	(158)
Actifs liquides	41	-	61	290	-	(85)
Autres titres	-	95	-	-	8	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽¹⁾	(32)	95	(16)	296	8	(243)

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors contreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2025 concernent principalement EDF pour (76) millions d'euros dont +4 millions d'euros au titre des actifs dédiés (+539 millions d'euros dont +164 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2024).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2025.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Créances à recevoir du NLF	14 419	16 142
Autres prêts et créances financières ⁽¹⁾	4 523	3 010
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	18 942	19 152

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 351 millions d'euros.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, les autres prêts et créances financières intègrent notamment :

- » le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 630 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 15.11),
- » le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 14.3). 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 power solutions dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 985 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien offshore NnG pour 599 millions d'euros déprécié à hauteur de (328) millions d'euros), en France (dont le parc éolien offshore Provence Grand Large pour 47 millions d'euros déprécié à hauteur de (44) millions d'euros) et en Amérique du Nord. Sur l'exercice 2025, des prêts consentis à des entreprises associées ont été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros. Ces dépréciations concernent essentiellement le parc éolien de Dumat Al Jandal pour (50) millions d'euros et des parcs éoliens au Chili pour (17) millions d'euros.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2024	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	19 152	776	1 097	24	(881)	(1 226)	18 942

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Les variations nettes incluent 751 millions d'euros d'appels de marge versés sur dérivés de couvertures de dettes.

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.

17.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

6.

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 17.12).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Disponibilités ⁽¹⁾	6 504	6 354
Équivalents de trésorerie	1 137	1 243
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	7 641	7 597

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 583 millions d'euros au 31 décembre 2025 (437 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 12.5).

17.3 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 17.5). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

17.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	66 573	17 665	84 238	68 871	12 931	81 802
Dettes financières - Actifs dédiés ⁽²⁾	-	926	926	-	-	-
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	2 496	2 496	-	4 315	4 315
Dérivés de couverture - Juste valeur négative ⁽³⁾	3 659	1 032	4 691	2 225	1 642	3 867
PASSIFS FINANCIERS	70 232	22 119	92 351	71 096	18 888	89 984

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.1.2) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(3) Dont 3 399 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (2 065 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction (1,8 milliard 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 2025.

La hausse de la juste valeur négative des dérivés de couverture (0,8 milliard d'euros) s'explique essentiellement par la mise en place de nouveaux dérivés de couverture de juste valeur sur la dette brute en lien avec les nouvelles émissions de la période et par un effet change, principalement lié à l'appréciation de l'euro contre le dollar américain.

17.3.2 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus ⁽¹⁾	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
SOLDES AU 31/12/2024	54 116	12 777	8 825	4 421	1 663	81 802
Augmentations	9 238	1 123	8 330	1 158	323	20 172
Diminutions	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(213)	(14 924)
Écarts de conversion	(614)	(198)	(42)	(66)	4	(916)
Mouvements de périmètre	(2)	2	95	5	-	100
Variations de juste valeur	(3 110)	(62)	-	-	-	(3 172)
Autres mouvements	103	6	1 211	(19)	(125)	1 176
SOLDES AU 31/12/2025	57 807	5 820	14 326	4 633	1 652	84 238

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les émissions et remboursements d'emprunts ayant un effet monétaire 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 et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2025
Émissions d'emprunts	9 238	1 123	8 330	-	-	18 691
Remboursements d'emprunts	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(201)	(14 912)

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

En 2025, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 9 238 millions d'euros équivalents sur différents marchés :

- le 6 janvier 2025, 486 millions d'euros (500 millions de dollars U.S.) d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 janvier 2025) ;
- le 6 janvier 2025, 1 844 millions d'euros (1,9 milliard de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 janvier 2025) :
 - obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,75 % ;
 - obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,38 % ;
 - 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 6,00 % ;
- le 24 janvier 2025, 599 millions d'euros (480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling) via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires senior existantes (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 janvier 2025) :
 - émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 % ;
 - 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 4,38 % ;
 - émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,38 % ;
 - émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,50 % ;
- le 30 janvier 2025, 504 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 janvier 2025) :
 - obligations vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,57 % ;
 - obligations vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,23 % ;
- le 30 avril 2025, 2,25 milliards d'euros en trois tranches d'obligations senior vertes (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 avril 2025) :
 - obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,25 % ;
 - obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,00 % ;
 - obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,63 % ;
- le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN en trois tranches d'obligations senior. La première tranche a été émise le 26 juin 2025 pour un montant de 1 759 millions d'euros (1,5 milliard de livres sterling). Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025) ;
- le 3 juillet 2025, EDF a levé avec succès 441 millions d'euros (75,8 milliards de yens) en trois tranches d'obligations senior « Samourai » (cf. communiqué de presse du Groupe du 3 juillet 2025) :

- obligation de 47,9 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,55 % ;
- obligation de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,88 % ;
- obligation de 8,3 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 2,39 % ;
- le 21 août 2025, EDF a levé, pour son émission inaugurale, 557 millions d'euros (1 milliard de dollars australiens) en deux tranches d'obligations senior « Kangourou » (cf. communiqué de presse du Groupe du 21 août 2025) :
 - obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,64 % ;
 - obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 6,63 % ;

Par ailleurs, sur l'exercice 2025, EDF a réalisé des placements obligataires privés pour un montant total de 750 millions d'euros et une émission additionnelle de 50 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 9 décembre 2019 d'une maturité initiale de 30 ans avec un coupon fixe de 2,00 %.

Concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit**, les principales opérations réalisées sur l'exercice 2025 sont relatives à des nouveaux prêts bancaires de maturité entre 3 à 7 ans pour 1 090 millions d'euros et au remboursement de (242) millions d'euros concernant des emprunts contractés auprès de la BEI. Par ailleurs, le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025) dont 6,9 milliards d'euros remboursés en 2025 et 0,5 milliard d'euros en janvier 2026.

Au 31 décembre 2025, les **autres dettes financières et appels de marge reçus** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 713 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de titres mis en pension auprès de plusieurs banques pour un montant de 4 708 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de prêts de titres auprès de plusieurs banques pour un montant de 926 millions d'euros et les appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 1 094 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 2025, le Groupe a racheté des **titres subordonnés à durée indéterminée** pour un montant total de 2 007 millions d'euros sur :

- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et qui avait fait l'objet d'un reclassement en autres dettes financières au 31 décembre 2024, pour 1 250 millions d'euros. Elle a été intégralement remboursée le 29 janvier 2025 ;
- la souche 2014 émise pour un montant nominal de 1 000 millions d'euros partiellement remboursée pour 219 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025 ;
- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions de livres sterling partiellement remboursée pour 539 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025.

Préalablement à leur remboursement, ces deux dernières souches qui figuraient en capitaux propres ont été reclassées en autres dettes financières en 2025 dans la ligne « autres mouvements ». Par ailleurs, le Groupe a annoncé le 16 décembre 2025 son intention d'exercer son option de remboursement de ces souches restant en circulation pour un montant de respectivement 283 millions d'euros et 160 millions de livres sterling. En conséquence, au 31 décembre 2025, 466 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ». Ces souches ont été intégralement remboursées le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 (voir note 13.3).

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

17.3.3 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2025, 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	10/2022	01/2027	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 %
Euro MTN	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 461	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 %
Obligataire	01/2025	01/2035	700	USD	5,75 %
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Euro MTN	06/2025	06/2037	1 500	GBP	6,88 %
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 %
Euro MTN	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	985	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Obligataire	01/2025	01/2055	800	USD	6,38 %
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 154	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 %
Euro MTN	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, les **green bonds** sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds <i>(en millions de devises)</i>	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	01/2025	06/2027	250	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	01/2025	01/2030	500	USD	SOFR + 1,15 %
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	05/2025	05/2032	750	EUR	3,25 %
Euro MTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1,74 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Obligataire	02/2025	02/2035	450	CAD	4,57 %
Euro MTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4,38 %
Euro MTN	01/2025	06/2036	130	EUR	4,38 %
Euro MTN	05/2025	05/2037	1 000	EUR	4,00 %
Euro MTN	11/2025	11/2037	50	EUR	4,08 %
Euro MTN	06/2024	06/2044	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	05/2025	05/2045	500	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2025	10/2045	100	EUR	EUR6M + 1,70 %
Obligataire	02/2025	02/2055	300	CAD	5,23 %

(1) Date de réception des fonds.

6.

17.3.4 Répartition des emprunts et dettes financières par échéance et devise

17.3.4.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 792	1 570	12 379	720	1 204	17 665
Entre un et cinq ans	13 519	2 217	1 315	2 086	71	19 208
À plus de cinq ans	42 496	2 033	632	1 827	377	47 365
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2025	57 807	5 820	14 326	4 633	1 652	84 238

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2025			31/12/2024
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	5 431	850	2 557	2 024	5 026

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

17.3.4.2 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 2025

(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	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	44 407	52 %	29 617	74 024	88 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 901	25 %	(18 090)	2 811	3 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	12 249	15 %	(7 081)	5 168	6 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	6 681	8 %	(4 445)	2 235	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 238	100 %	-	84 238	100 %

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	% 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 %

17.4 Risques financiers, marchés énergie 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 (risque de liquidité, risque de change, risque de taux et actions), des marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

17.4.1 Risque de liquidité

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 groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur l'année 2025, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 9,2 milliards d'euros et une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,3 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2025, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux ⁽¹⁾	Swaps de change ⁽¹⁾	Garanties données sur emprunts
< 1 an	22 188	(144)	(282)	26
1 à 5 ans	29 071	(467)	(762)	521
> 5 ans	88 082	233	(2 258)	811
TOTAL	139 341	(378)	(3 301)	1 358
dont remboursement du nominal	84 238			
dont charges d'intérêts	55 103			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2025 s'établit à 12,3 ans contre 13,0 ans au 31 décembre 2024.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 power solutions 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.

Treize emprunts, d'un montant total de 2 621 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 2025 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

Lignes de crédit non utilisées

(en millions d'euros)	31/12/2025				31/12/2024
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	15 640	2 265	12 872	503	14 315
dont lignes indexées sur des critères ESG	12 341				11 688

L'augmentation de ces lignes de crédit est notamment liée à la mise en place de nouvelles lignes de crédit chez EDF Trading pour 2 milliards d'euros (octroyée par un syndicat de banques) et EDF pour 1 milliard d'euros (dont 500 millions d'euros octroyés par la BEI), partiellement compensée par l'arrivée à échéance d'une ligne de crédit de 2 milliards d'euros chez EDF.

17.4.2 Risque de change

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.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe. Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	74 024	7 403	81 429
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 811	281	3 091
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	5 168	517	5 684
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 235	223	2 458
TOTAL DES EMPRUNTS	84 238	8 424	92 662

Structure et sensibilité des actifs nets du Groupe au risque de change

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe et le risque de perte de change, en capitaux propres.

(en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 873	1 250	650	1 973	1 679	168
CHF (Suisse)	25	-	12	13	14	1
JPY (Japon)	433	-	210	223	1	-
GBP (Royaume-Uni)	24 981	7 405	5 149	12 427	14 241	1 424
BRL (Brésil)	2 133	-	1 100	1 033	160	16
CNY (Chine)	7 895	-	3 944	3 951	480	48

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les actifs nets indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise.

17.4.3 Risque de taux

Le risque de 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 risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir notes 14.1.15 et 14.2.4) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15.1.2), qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux

différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir note 14.1.2).

Le risque de change associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2025.

différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir note 14.1.2).

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. Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de swaps de taux.

Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	76 320	91 %	(23 973)	52 347	62 %	-
Emprunts à taux variable	7 918	9 %	23 973	31 891	38 %	319
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 238	100 %	-	84 238	100 %	319

Au 31 décembre 2025, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 62 % à taux fixe et 38 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 319 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2025 après couverture.

Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
	en montant	% de la dette		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 %	390
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 802	100 %	-	81 802	100 %	390

17.4.4 Risque actions

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.

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 34 % en actions fin décembre 2025, soit un montant de 3,2 milliards d'euros (voir note 15.2.3).

Au 31 décembre 2025, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 6,8 % à fin 2025 (8,9 % à fin 2024), ce qui représente désormais un montant de 369 millions de livres sterling (voir note 15.3.2).

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2025, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 206 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 14,11 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 12,37 % à fin 2024. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2025, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 2 004 millions d'euros.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, la sensibilité des obligations cotées (14 243 millions d'euros) s'établit à 5,23 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de la valeur de marché de ces actifs de 746 millions d'euros. La sensibilité était de 5,16 à fin décembre 2024.

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires au 31 décembre 2025 à 4,5 % (voir note 14.1.1).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2025.

17.4.5 Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de trading. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de trading. Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite stop-loss). La valeur en risque (Value at Risk ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché

que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

En 2025, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 50 millions d'euros et une limite stop-loss de 180 millions d'euros.

17.4.6 Risques de contrepartie

Le Groupe est confronté au risque de défaillance de ses contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients), qui peut avoir des répercussions financières sur le Groupe telles que des pertes de créances, de trésorerie, ou des surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet.

À fin septembre 2025, 90 % des expositions du Groupe concernent des contreparties de classe investment grade. Ce taux élevé s'explique par la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs réalisées principalement sur des actifs peu risqués.

Pour maîtriser le risque de contrepartie, le Groupe met en place :

- une politique dédiée appliquée à EDF et à l'ensemble des filiales contrôlées qui prévoit notamment une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe et une revue des contreparties associées ;
- des actions de mitigations du risque (dépôt de garantie, garanties bancaires ou maison-mère, clause de rating trigger) à l'égard des contreparties industrielles et commerciales susceptibles d'être fragilisées par un contexte économique défavorable ;
- des procédures d'autorisation des contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF. La consommation des limites d'exposition est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou de détérioration de la situation d'une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée ;
- un suivi quotidien des expositions liées au trading sur les marchés d'énergies, avec attribution des limites en fonction de la solidité financière de chaque contrepartie ;
- des dispositifs de réduction du risque tels que les accords de netting des positions, les accords de cash collateral.

Concernant le risque clients - composante du risque de contrepartie - une balance des créances échues et non échues est présentée en note 12.3.1.

6.**17.5 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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.

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.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

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 », ligne dédiée dans le compte de résultat du Groupe, en dessous de l'excédent brut d'exploitation,
- 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).

17.5.1 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'euro)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Juste valeur positive des dérivés de couverture	17.1.1	5 334	6 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	17.3.1	(4 693)	(3 867)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134
Juste valeur positive des dérivés de transaction	17.1.1	2 775	4 915
Juste valeur négative des dérivés de transaction	17.3.1	(2 496)	(4 315)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		279	600

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euro)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Instruments dérivés de couverture de taux	17.5.2	1 224	489
Instruments dérivés de couverture de change	17.5.3	(1 773)	1 851
Instruments dérivés de couverture de matières premières	17.5.4	1 190	(206)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134
Instruments dérivés de transaction de taux	17.5.2	295	(129)
Instruments dérivés de transaction de change	17.5.3	(297)	133
Instruments dérivés de transaction de matières premières	17.5.4	281	596
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		279	600

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euro)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(2 288)	(552)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		1 801	2 424
Sous-total	18.2	(487)	1 872
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		11	(35)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		1 068	111
Sous-total		1 079	76
Couverture de situations nettes à l'étranger		38	272
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		25	(74)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	18.2	(14)	(12)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		641	2 134

6.

17.5.2 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'euro)	Notionnel au 31/12/2025				Notionnel au 31/12/2024	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2025	31/12/2024
Achats de CAP	6	25	11	42	258	4	5
Ventes de FLOOR	-	-	-	-	200	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	6	25	11	42	458	4	5
Payeur fixe/receveur variable	1 554	8 104	5 675	15 333	14 872	1 694	1 274
Payeur variable/receveur fixe	2 835	7 166	26 702	36 703	34 127	(1 597)	(1 388)
Payeur variable/receveur variable	213	3 421	6 589	10 223	10 584	309	201
Payeur fixe/receveur fixe	2 453	5 132	5 808	13 393	11 912	814	397
Swaps de taux	7 055	23 823	44 774	75 652	71 495	1 220	484
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	7 061	23 848	44 785	75 694	71 953	1 224	489
Achats d'options	-	-	-	-	-	34	29
Swaps de taux	185	921	14 160	15 266	10 744	295	(129)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	185	921	14 160	15 266	10 744	295	(129)

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 17.5).

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

17.5.3 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 17.5).

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2025				Notionnel à livrer au 31/12/2025				Juste valeur 31/12/2025
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	1 908	474	-	2 382	1 924	467	-	2 391	(19)
Swaps	26 177	14 897	18 500	59 574	26 326	15 703	19 012	61 041	(1 754)
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	28 086	15 371	18 500	61 957	28 251	16 170	19 012	63 433	(1 773)
Change à terme	2 534	1 682	83	4 299	2 588	1 684	79	4 351	(60)
Swaps	13 849	5 085	7 343	26 277	13 832	5 019	7 883	26 734	(258)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés incorporés de change	178	77	-	255	136	57	-	193	21
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	16 561	6 844	7 426	30 831	16 556	6 760	7 962	31 278	(297)

17.5.4 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.

Dérivés de couverture liés aux matières premières

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2025				31/12/2024		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(72)	(45)	-	(117)	1 444	(34)	(499)
Gaz	Millions de therms	909	335	-	1 244	(260)	1 286	309
Produits pétroliers	Milliers de barils	1 768	266	-	2 034	(29)	2 422	(30)
CO ₂	Milliers de tonnes	1 351	(34)	-	1 317	35	3 286	14
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						1 190		(206)

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Dérivés de transaction liés aux matières premières

(en millions d'euro)	Unités de mesure	31/12/2025		31/12/2024	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(62)	322	(50)	267
Gaz	Millions de therms	5 445	(27)	(2 886)	376
Produits pétroliers	Milliers de barils	(10 878)	(37)	(6 666)	4
CO ₂	Milliers de tonnes	(4 248)	3	(3 985)	8
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	20	-	(59)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			281		596

17.5.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations brutes 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'euro)	2025			2024		
	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat inefficacité	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat inefficacité
Couverture de taux ⁽¹⁾	(169)	-	(6)	117	-	(2)
Couverture de change	336	(81)	(1)	254	605	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	833	-	-	(666)	-	-
Couverture de matières premières	4 494	1 329	(9)	1 462	(1 051)	(76)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	5 494	1 248	(16)	1 167	(446)	(83)

(1) Incluent (206) millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (+133 millions d'euros en 2024).

6.

17.5.6 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 2025

(en millions d'euro)	Solde avec compensation selon IAS 32					Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 22	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 22	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	8 112	396	11 489	(3 773)	7 716	(1 751)	(1 042)	4 923
Juste valeur des dérivés - Passif	(7 186)	(299)	(10 660)	3 773	(6 887)	1 751	1 160	(3 976)

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

17.6 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.

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.

Au 31 décembre 2025, la répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

en millions d'euro	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 831	2 831	22	441	2 368
Titres de dettes	59 303	59 303	8 570	50 533	200
Dérivés de couverture	5 337	5 337	39	5 295	3
Dérivés de transaction	2 775	2 775	197	2 301	277
Équivalents de trésorerie	1 137	1 137	-	1 137	-
Actifs financiers à la juste valeur	71 383	71 383	8 828	59 707	2 848
Créances à recevoir du NLF	14 419	14 419	-	14 419	-
Autres prêts et créances financières	4 523	4 523	-	4 523	-
Actifs financiers au coût amorti	18 942	18 942	-	18 942	-
Dérivés de couverture	4 691	4 691	27	4 662	2
Dérivés de transaction	2 496	2 496	141	1 966	389
Passifs financiers à la juste valeur	7 187	7 187	168	6 628	391
Emprunts et dettes financières	84 238	81 950	-	81 950	-
Passifs financiers au coût amorti	84 238	81 950	-	81 950	-

Note 18 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.

18.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 9 601 millions d'euros à fin décembre 2025, en baisse de 5 632 millions d'euros par rapport à 2024.

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	2025			2024	
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
Résultat net		-	-	-	8 367	11 406
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		(1 945)	604	6	(1 335)	(2 289)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading		611	(154)	1	458	(314)
Pertes de valeur		4 332	(875)	(474)	2 983	2 766
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾	9.7	4 165	(866)	(474)	2 825	1 320
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽²⁾	11	167	(9)	-	158	1 446
Autres produits et charges d'exploitation	6	(1 075)	227	(24)	(872)	3 664
RÉSULTAT NET COURANT					9 601	15 233

(1) Comprend, au 31 décembre 2025, des pertes de valeur sur les actifs liés au projet Hinkley Point C au Royaume-Uni pour (3 552) millions d'euros et sur le secteur EDF power solutions pour (358) millions d'euros (voir note 9.7). En 2024, cela comprenait essentiellement la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour (228) millions d'euros.

(2) Comprend au 31 décembre 2025, 52 millions sur les actifs dédiés. Au 31 décembre 2024, cela comprenait 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 et 118 millions d'euros sur les actifs dédiés.

18.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 51 496 millions d'euros à fin décembre 2025 (54 346 millions d'euros à fin décembre 2024).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides et des créances financières. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	17.3.2	84 238	81 802
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge payés ⁽²⁾	17.5.1	(415)	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.2	(7 641)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	17.1.2	(24 700)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides	17.5.1	14	12
ENDETTEMENT FINANCIER NET		51 496	54 346

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Incluant au 31 décembre 2025 (902) millions d'euros d'appels de marge payés sur dérivés de couverture des dettes comptabilisés en « Prêts et créances financières » (151) millions d'euros au 31 décembre 2024 comptabilisés en « Trésorerie et équivalents de trésorerie », non retraités dans l'information comparative.

Note 19 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 trois objectifs 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.

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'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO ₂ , CEE, CER - voir note 19.1	Note 5.5.2 « Autres produits et charges » Note 9.2 « Autres actifs incorporels » Note 12.2 « Stocks » Note 16.2 « 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.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 19.2.1	Note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 16.2 « Autres provisions » Note 20 « Passifs et actifs éventuels »	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.
Évaluation des actifs - voir note 19.2.2	Note 9.7 « 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 19.3	Note 17.3.2 « Variations des emprunts et dettes financières » Note 13.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 17.4 « Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie »	Le Groupe émet 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 19.4, 19.5, 19.6 et 19.7	Note 9.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part très importante des investissements à la production bas carbone et 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 9.2.

19.1 Dépenses réglementaires

Au titre des différents mécanismes réglementaires, le groupe EDF est soumis au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergies renouvelables (certificats verts) et aux certificats d'économie d'énergie (CEE).

Concernant les certificats CO₂ et les certificats verts, les acquisitions de certificats sont comptabilisées en immobilisations incorporelles et une provision réévaluée chaque année est constituée pour couvrir les obligations futures de restitution à l'État.

Concernant les CEE, les dépenses sont comptabilisées en « Autres produits et charges opérationnels ». À la date d'arrêt des comptes :

- une provision est comptabilisée si le volume des CEE réalisés délivrés est inférieur à l'obligation cumulée ;
- un stock est comptabilisé si les dépenses excèdent l'obligation cumulée.

Certificats CO₂

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application du dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

Certificats verts

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce mécanisme sont : EDF, EDF Energy, Edison, Luminus, Électricité de Strasbourg et PEL.

Au 31 décembre 2025, une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) 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 9.2).

19.2 Évaluation des actifs et passifs

19.2.1 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 14.

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) détaillés en note 19.1.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 20.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussil) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

19.2.2 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. Comme indiqué en note 9.7, 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) et des apports hydrauliques pour tous les pays européens, les abattements environnementaux sont pris en considération pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est 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 2060. Les hypothèses retenues 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 2025 intègrent les prix du CO₂ à 135 €/tonne/t pour 2030, 175 €/tonne/t pour 2040, 220 €/tonne/t pour 2050.

Certificats d'économie d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations ; d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

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 ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,7 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024) dont 2,6 milliards d'euros en France et 1,3 milliard d'euros en Italie (2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2024). 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 (CCGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024) a représenté en 2025 environ 0,77 % 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 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 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024), 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).

En **Belgique**, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, 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 2026.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 9 Cycles Combinés Gaz (CCG) en service. 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 Presenzano, 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 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2024), ces deux usines en représentent environ 67 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

19.3 Financement durable

Depuis plusieurs années, EDF est très actif dans le financement durable :

- le Groupe émet des financements verts depuis 2013 dans le cadre de son *Green Financing Framework* (émission d'obligations, prêts bancaires, *Commercial Paper*) ;
- le *Social Bond Framework* vise des investissements auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production et de distribution en Europe ;
- EDF dispose de lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité.

En 2025, EDF a émis plusieurs green bonds pour le financement du nucléaire, des projets renouvelables et de l'hydraulique pour un montant de 4 932 millions d'euros (dont une émission obligataire hybride pour un montant de 1 250 millions d'euros), ainsi que des NeMTN pour un montant maximum de 240 millions d'euros (voir note 17.3).

Au 31 décembre 2025, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 12,3 milliards d'euros, soit 79 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 17.4).

19.4 Investissements bas carbone

En 2025, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 25,2 milliards d'euros (26,4 milliards d'euros en 2024) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (24,8 milliards d'euros en 2024, note 9.6) et pour 0,4 milliard d'investissements financiers bruts (1,6 milliard d'euros en 2024).

En 2025, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 23,6 milliards d'euros répartis pour les objectifs climatiques à 59 % dans le secteur nucléaire, 25 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 4 % dans les services énergétiques y compris les activités de stockage. 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 2025, 63 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (59 % en 2024) soit un montant de 15,8 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, stockage, ...). 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 92 %.

19.5 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

En 2025, 14 milliards des dépenses du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone répartis à 47 % dans le secteur nucléaire, 32 % dans les activités de réseaux, 16 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 5 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique soit 13,7 milliards d'euros. Les natures de ces dépenses correspondent aux « Achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée).

Pour cette même année, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 806 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 550 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 dédiées à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Certaines activités de recherche telles que celles liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, d'autres dépenses sont engagées en faveur de la durabilité notamment celles en lien avec la biodiversité et l'adaptation du parc nucléaire en France. EDF adapte également son parc nucléaire au changement climatique à travers le projet ADAPT. Ce plan vise notamment à renforcer la résilience des installations, à réduire leur impact environnemental et développer des solutions innovantes. Cette démarche s'accompagne d'un renforcement des compétences en R&D et en ingénierie dans des domaines tels que la climatologie ou l'hydrogéologie.

19.6 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).

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 (42,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2025), encadrée par la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020 et revue début 2026. Des analyses de scénarios climatiques sont intégrées aux études de rendement et de risque des actifs dédiés. Ils visent 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. Des projections des émissions carbone du portefeuille dans les différents scénarios climatiques étudiés sont également réalisées. Elles visent à comparer l'allocation stratégique à des allocations alternatives en termes d'émissions carbone à long terme.

En ce qui concerne EDF Gestion, l'intensité carbone des actions cotées est proche de leur benchmark et celle des obligations d'entreprises cotées est inférieure 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).

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).

19.7 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.

Électrification de la flotte de véhicules

EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030 (hors véhicules d'intervention d'urgence suite à événement climatique majeur). À fin 2025, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 42,4 % (plus de 20 500 véhicules électriques, soit 3 350 véhicules électriques de plus qu'à fin 2024).

Par ailleurs, pour l'exercice 2025, le taux de roulage de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du dernier accord d'intéressement d'EDF SA, mis en œuvre depuis 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 20 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2025 sont les suivants :

20.1 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 eu 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, pourvoi qui a fait l'objet d'une décision de non-admission le 24 novembre 2025 mettant fin définitivement au litige sans impact sur les comptes de l'entreprise. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie de la décision favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du Ministre et valide définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision à hauteur de 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025.

EDF Holding (ex EDF International) ⁽¹⁾

Les contrôles fiscaux d'EDF Holding 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 Holding a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF Holding 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.

Par un arrêt du 17 décembre 2025, le Conseil d'État rejette ce second pourvoi de l'entreprise mettant ainsi fin définitivement au litige.

20.2 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, Plörm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwater.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwater.

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 Ekwater, 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 18 million d'euros à Ekwater d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwater de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre. Respectivement les 8 et 14 octobre 2025, TotalEnergies et Ekwater ont formé un pourvoi en cassation.

20.3 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 ; iii) s'accorder sur un cadre de partage des coûts sur une base 50/50.

À cet égard, au 31 décembre 2024, Edison avait ainsi comptabilisé un passif totalisant 702 millions d'euros, répartis à hauteur de 286 millions d'euros en dette (au titre des coûts supportés par ENI antérieurs au 31 décembre 2023 et réglée et à régler à parts égales respectivement pour moitié en septembre 2025 et le reste en septembre 2026) et 416 millions d'euros en provisions.

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

(1) EDF International est renommée EDF Holding depuis le 7^{er} janvier 2026.

Mantoue - Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a engagé 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 de prétendues infractions environnementales qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue (les ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020 et sont décrites ci-dessous). La procédure pénale est en cours et le jugement devrait intervenir en 2026.

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 porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a engagé une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement 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 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^e 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 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 et administratives ont été engagées et sont désormais closes à l'exception de la procédure administrative avec la province de Pescara et de la procédure civile du ministère de l'Environnement. À ce titre, Edison participe, en coordination avec les autorités publiques compétentes, à diverses initiatives de restauration et de remédiation environnementales concernant de nombreuses zones du site de Bussi. Edison a ainsi procédé en 2025 à une actualisation de ses provisions opérationnelles afin de couvrir les interventions à hauteur d'environ 172 millions d'euros.

Une procédure administrative est encore en cours : 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, celle devant la CEDH se poursuit. Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les pouvoirs publics.

Une procédure civile est encore en cours : 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 en 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 en cours. Sur la base d'estimations mises à jour, en prenant en compte les derniers éléments portés à sa connaissance, Edison a décidé d'augmenter la provision existante au titre des travaux de sécurisation déjà engagés de 100 millions d'euros à fin 2025. La procédure est en cours et le calendrier n'est pas connu.

Par ailleurs, concernant la procédure civile lancée en 2023 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, Edison et la municipalité de Bussi ont conclu un accord transactionnel en mars 2025 au terme duquel Edison s'est engagée à financer la création d'une communauté d'autoconsommation énergétique via l'installation de nouveaux panneaux photovoltaïques et d'autres activités visant au réaménagement de la zone. Cet accord a mis fin au litige.

Enfin, concernant la procédure d'arbitrage lancée en 2012 par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des garanties contractuelles en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo :

- fin juin 2021, dans le cadre d'une première phase arbitrale, le 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. Edison a contesté la sentence devant le Tribunal fédéral suisse (rejet en janvier 2022) puis devant la Cour d'appel de Milan (rejet le 24 janvier 2023). Edison a formé un pourvoi en cassation. Le 28 juillet 2025, la Cour de cassation a rejeté ce pourvoi ;
- le 20 janvier 2025, dans une deuxième phase arbitrale, le Tribunal arbitral a condamné Edison à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires pour la période après janvier 2017. Edison a renoncé à faire appel contre cette décision. L'arbitrage a pris fin à la suite du versement par Edison de ce montant à Solvay.

6.

20.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

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.

20.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 7^e 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.

20.6 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.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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. Le 27 novembre 2025, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours d'E-Pango, confirmant l'incompétence de l'ADLC. E-Pango s'est pourvu en cassation.

Concernant la procédure au fond devant le Tribunal de commerce de Paris, à la demande d'EDF (ainsi que d'Enedis et RTE), le juge avait ordonné le sursis à statuer dans l'attente d'une décision définitive quant à la compétence de l'ADLC. Le sursis est donc toujours en cours et ne sera levé qu'à l'issue de la procédure devant la Cour de cassation.

20.7 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 conséquent 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.

20.8 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 Tchermouk 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 2024, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus. Le Ministère public a interjeté appel du jugement de relaxe. L'affaire pourrait à nouveau être examinée par la Cour d'appel de Paris courant 2026 ou 2027.

Note 21 Engagements hors bilan

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	71 536	70 464
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	18 453	17 984
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 322	6 004
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		96 291	94 452

20.9 EDF Belgium - Tihange 1

Le 13 décembre 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord sur la prolongation de Doel 4 et Tihange 3, incluant un forfait pour les coûts du traitement des déchets nucléaires pour l'ensemble des centrales nucléaires en Belgique. Cet accord a été retranscrit dans la loi du 26 avril 2024 (loi Phoenix).

Le niveau de la contribution d'EDF Belgium, copropriétaire de Tihange 1, aux montants forfaitaires au titre de sa participation dans cette centrale fait l'objet d'un différend avec l'exploitant Electrabel, filiale d'ENGIE.

20.10 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.

20.11 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.

Venture Global n'ayant pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et ayant choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme, Edison a engagé un arbitrage en mai 2023 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 attendue au premier semestre 2026. Il est à noter que les livraisons de GNL n'ont commencé qu'à partir du deuxième trimestre 2025.

20.12 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-PM) de ses clients.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

	31/12/2025					31/12/2024
	Échéances					
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	27 331	3 535	7 853	6 454	9 489	30 548
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 091	726	267	98	-	413
Achats de combustible nucléaire	15 528	2 108	6 348	4 416	2 656	14 934
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	43 950	6 369	14 468	10 968	12 145	45 895
Garanties données liées aux activités opérationnelles	16 433	4 406	4 478	3 766	3 783	14 773
Engagements sur achats d'exploitation	10 606	4 967	4 292	760	587	9 307
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	198	72	109	15	2	142
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation ⁽²⁾	27 237	9 445	8 879	4 541	4 372	24 222
Engagements de location en tant que preneur	329	45	214	36	34	347
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	71 516	15 859	23 561	15 545	16 551	70 464

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.3).

(2) Y compris les engagements relatifs aux contreparties pour un montant de 2 087 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 25 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.

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2025 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 issue de producteurs tiers.

L'évolution sur l'année est due principalement à un effet change négatif et à une diminution des volumes d'engagements d'achats chez 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 52 TWh pour l'exercice 2025 (48 TWh pour 2024), dont 4 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2024), 21 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2024), 19 TWh au titre du photovoltaïque (15 Wh pour 2024) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2024).

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités, ainsi que des engagements d'EDF Trading liés à des contrats de stockage et de transport de gaz aux États-Unis.

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

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 2025, les **garanties données liées aux activités opérationnelles** concernent principalement les garanties données par EDF (5 301 millions d'euros), EDF power solutions (4 049 millions d'euros) dans le cadre de ses projets de développement, Edison (2 074 millions d'euros), EDF Energy (1 929 millions d'euros) et Framatome (1 381 millions d'euros).

Leur évolution s'explique essentiellement par une nouvelle garantie donnée par EDF Energy à Sizewell C, dans le cadre d'un contrat de vente de chaudière par Framatome, et par de nouvelles garanties maison-mère octroyées aux clients d'Arabelle Solutions, partiellement compensées par une diminution des garanties données par EDF power solutions.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

21.1.1.3 Contrats d'achat de gaz et contrats de services associés à l'activité gaz

Les engagements d'achats de gaz sont recensés mais non valorisés. Ils sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2025, ils représentent les volumes suivants :

	31/12/2025				31/12/2024
	Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	119	10	41	68	101
EDF	65	3	22	40	51

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 2 et 19 ans selon les contrats.

En 2025, 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 la Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 20.10). Edison a reçu sa première livraison au titre de ce contrat en mai 2025.

Edison a conclu en 2025 un contrat avec Shell pour l'achat d'environ 0,7 million de tonnes par an de GNL en provenance des États-Unis, soit environ 1 milliard de mètres cubes par an, à partir de 2028 et pour une durée maximale de 15 ans.

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 mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

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 devrait commencer à partir de 2026 selon les estimations du fournisseur.

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 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. En 2025, EDF a réduit à environ 45 % ses capacités de regazéification dans ce terminal pour la période 2028 à 2036. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

	31/12/2025				31/12/2024
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 397	10 100	5 950	347	16 865
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 085	99	936	50	908
Autres engagements donnés liés aux investissements	971	60	337	574	211
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	18 453	10 259	7 223	971	17 984

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 91 millions d'euros au 31 décembre 2025 (163 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,2 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy à hauteur de 4,1 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,5 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR2, 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.

Leur diminution sur l'année 2025 est principalement liée à l'avancement des projets chez EDF power solutions et l'évolution des travaux de construction des centrales de Larivot et Ricanto chez PEL.

États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Certains 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. Les actionnaires de Luminus ont décidé de proroger la convention d'actionnaires jusqu'au 30 septembre 2026, à l'exception de la clause de liquidité qui a pris fin le 31 décembre 2025.

Concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société EDF Holding (ex EDF International, filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natiw Belgium Investissement, filiale du groupe Natiw) 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 d'EDF Holding 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 2025, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

L'augmentation des autres engagements donnés liés aux investissements provient notamment de l'engagement d'apport dans Sizewell C donné par EDF Energy suite au closing financier (cf communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025), partiellement compensée par l'achèvement en octobre 2025 de la garantie sur les prêts de BNDES à Sinop, qui était auparavant portée par EDF Norte Fluminense.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 773	1 146	583	2 044	3 656
Garanties financières données	1 358	26	521	811	1 195
Autres engagements donnés liés au financement	1 191	921	253	17	1 153
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	6 322	2 093	1 357	2 872	6 004

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 918 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent EDF power solutions 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 power solutions.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF power solutions dans le cadre du financement de ses projets.

21.2 Engagements reçus

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025					31/12/2024
		Total	Échéances				Total
			< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur		158	34	68	38	18	104
Engagements sur ventes d'exploitation		18 095	3 607	7 503	4 392	2 593	11 885
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles		2 728	405	520	498	1 305	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation		190	86	92	12	-	61
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	22.2.1	21 171	4 132	8 183	4 940	3 916	13 841
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement		316	136	53	127	-	532
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽¹⁾	22.2.2	3 456	1 722	1 730	4	-	15
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		24 943	5 990	9 966	5 071	3 916	14 388

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 17.4.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les **engagements reçus sur ventes d'exploitation** sont hors livraison d'énergie. Ils concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome pour 11,7 milliards d'euros (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions pour 4,1 milliards d'euros. Ils intègrent notamment des engagements reçus par Framatome, Arabelle Solutions, EDF SA et Edvance dans le cadre du projet Sizewell C pour un total de 7,9 milliards d'euros, à la suite de l'entrée en vigueur des contrats signés (voir note 11.3).

Dans le cadre du projet Sizewell C, Bpifrance Assurance Export a accordé une garantie au titre d'un prêt de 5 milliards de livres sterling octroyé par un pool de banques à Sizewell C pour financer les contrats commerciaux conclus avec certaines entités du groupe EDF (EDF, Edvance, Framatome, Arabelle Solutions). Dans ce contexte, chaque entité concernée a signé au profit de Bpifrance Assurance Export une lettre d'engagement constituant une contre-garantie des engagements de Bpifrance Assurance Export. Celle-ci ne pourrait être actionnée qu'en cas de défaut de remboursement de Sizewell C et ce dans un nombre limité de cas très spécifiques dont la probabilité d'occurrence est jugée très faible. En cas d'exercice, les montants appelés seraient déterminés conformément aux dispositions des lettres d'engagement et ne sont pas chiffrables à ce jour. En conséquence, aucun montant n'a été inclus dans les engagements hors bilan au titre de cette garantie.

Par ailleurs, dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des **contrats à long terme de vente d'électricité**, dont principalement :

- des contrats 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 ;
- contrats de partenariat d'une durée entre 10 et 15 ans consistant à faire bénéficier des acteurs électro-intensifs d'une quote-part de la puissance du parc nucléaire historique, dans une logique de partenariat « at cost at risk » (contrats d'allocation de production nucléaire ou CAPN). La puissance souscrite en date du 31 décembre 2025 s'élève à environ 1 GW.

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 et Arabelle Solutions avec des garanties reçues de la part de clients pour leurs obligations contractuelles.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations de financement

Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 17.3.2).

Note 22 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Entreprises associées et contreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾		Total Groupe	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Chiffre d'affaires	887	913	-	-	3 170	3 058	4 057	3 971
Achats d'énergie	4 616	4 038	1	2	3 914	3 547	8 531	7 587
Achats externes	11	4	7	7	289	202	307	213
Actifs financiers	283	355	-	-	-	-	283	355
Autres actifs	585	724	-	-	454	659	1 039	1 383
Passifs financiers	30	-	-	-	-	1	30	1
Autres passifs non financiers	1 031	1 001	1	1	682	851	1 714	1 853

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ni la dette CSPE.

22.1 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2025 et 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 signé le 24 octobre 2005 a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée.

22.1.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano et 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, voir note 14.1.1).

22.2 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 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 15,6 millions d'euros en 2025 (17,1 millions d'euros en 2024). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Le 5 février 2026, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. Cette entité est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2025. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Note 24 Principales sociétés du périmètre de consolidation

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France - Activités de production et commercialisation				
Électricité de France - Société mère	France	IG	100,00	100,00
Agregio solutions	France	IG	100,00	100,00
Autres holdings (EDF Invest)	France	IG	100,00	100,00
Cyclife	France	IG	100,00	100,00
EDF Pulse Holding	France	IG	100,00	100,00
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)	France	IG	100,00	100,00
Edvance	France	IG	96,30	96,30
Energy2Market (E2M)	France	IG	100,00	100,00
Group Support Services (G2S)	France	IG	100,00	100,00
Hynamics	France	IG	100,00	100,00
Immo C47 (EDF Invest)	France	IG	51,00	51,00
IZI Confort	France	IG	100,00	100,00
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)	France	IG	100,00	100,00
IZIVIA	France	IG	100,00	100,00
NUWARD	France	IG	100,00	100,00
92 France (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	MEE	19,40	19,40
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	-	50,00
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	MEE	24,50	24,50
Clarlane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	MEE	24,50	24,50
CTE (EDF Invest)	France	MEE	50,30	50,30
Domofinance	France	MEE	45,00	45,00
Ecowest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	MEE	20,00	20,00
Encore + Bengère (EDF Invest)	France	MEE	49,00	49,00
Energy Assets Group (EDF Invest) ^(a)	Royaume-Uni	MEE	40,00	40,00
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	MEE	40,05	40,05
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Holding d'Infrastructures Numériques (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Issy Shift (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Memphis (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	MEE	50,00	50,00
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	MEE	50,00	50,00
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	MEE	40,30	40,30
Orange Concessions (EDF Invest)	France	MEE	16,67	16,67
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Switch (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France - Activités régulées				
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)	France	IG	100,00	100,00
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,64	88,64
Enedis	France	IG	100,00	100,00
Industrie et Services				
Arabelle Solutions	France	IG	100,00	100,00
Framatome	France	IG	80,50	80,50
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
EDF Energy UK Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Italie				
Edison SpA (Edison)	Italie	IG	97,17	97,17
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	Italie	IG	100,00	100,00
EDF power solutions				
EDF Andes SpA	Chili	IG	100,00	100,00
EDF Belgium SA	Belgique	IG	100,00	100,00
EDF Brasil Holding	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF Inc.	États-Unis	IG	100,00	100,00
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF power solutions	France	IG	100,00	100,00
Luminus SA	Belgique	IG	68,63	68,63
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	MEE	50,00	50,00
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	MEE	40,00	40,00
Dalkia				
Dalkia	France	IG	99,94	99,94
Autres				
Citégestion	France	IG	100,00	100,00
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	IG	100,00	100,00
EDF Développement Environnement SA ⁽¹⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	IG	100,00	100,00
EDF Holding SAS ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Immo ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF International SAS ⁽²⁾	France	IG	100,00	100,00
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	IG	86,22	86,22
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Lingbao	Chine	IG	65,00	65,00
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	IG	-	56,25
Océane Re	Luxembourg	IG	99,98	99,98
Société C3 ⁽²⁾	France	n.a.	n.a.	100,00
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	IG	100,00	100,00
Datang Sanmenxia Power Generation Co. Ltd.	Chine	MEE	35,00	35,00
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	MEE	49,00	49,00
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	MEE	40,00	40,00
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	MEE	-	19,60
Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. (TNPJVCL)	Chine	MEE	30,00	30,00

IG : Intégration globale

MEE : Mise en équivalence

n.a. : non applicable

(1) Le 5 février 2026, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

(2) Les holdings EDF Développement Environnement SA, EDF Holding SAS, EDF Immo ainsi que la Société C3 ont été fusionnées dans EDF International SAS le 31 décembre 2025. La société EDF International est renommée EDF Holding au 1^{er} janvier 2026.

6.

6. États financiers

Comptes consolidés au 31 décembre 2025

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 2025 :

(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	2 822	18,1	2 595	10,4
Entités contrôlées ⁽¹⁾	9 229	59,4	18 984	76,1
Sous-total	12 051	77,5	21 579	86,5
Certification des informations en matière de durabilité ⁽²⁾				
EDF	1 000	6,4	1 000	4,0
Entités contrôlées ⁽³⁾	-	-	310	1,2
Sous-total	1 000	6,4	1 310	5,2
Services autres que la certification des comptes (SACC) ⁽³⁾				
EDF	1 011	6,5	1 315	5,3
Entités contrôlées ⁽³⁾	1 493	9,6	758	3,0
Sous-total	2 504	16,1	2 073	8,3
TOTAL	15 555	100,0	24 962	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 depuis l'exercice clos au 31 décembre 2024.

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) 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.

États financiers
Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Rappel des informations relatives à 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 ⁽³⁾	-	-	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 ⁽³⁾	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.
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.

6.

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Compte de résultat

(en millions d'euro)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Montant net du chiffre d'affaires	3	63 392	72 335
Production stockée		113	99
Production immobilisée		1 787	1 807
Subventions	4	11 804	6 928
Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions	5	3 676	3 188
Produits des cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		11	-
Autres produits	6	912	1 244
Total Produits d'exploitation (I)		81 695	85 601
Achats de matières premières et autres approvisionnements	7	27 935	29 054
Variation de stocks	7	-	249
Autres achats et charges externes ⁽¹⁾	7	19 848	18 885
Impôts, taxes et versements assimilés	8	2 518	2 466
Salaires		4 650	4 540
Cotisations sociales		3 091	2 935
Dotations aux amortissements et aux dépréciations :		5 774	5 724
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	5 334	4 989
Sur immobilisations : dotations aux dépréciations	5	193	401
Sur actif circulant : dotations aux dépréciations	5	247	334
Dotations aux provisions	5	2 070	6 081
Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées		13	-
Autres charges	6	6 124	3 612
Total Charges d'exploitation (II)		72 023	73 546
Résultat d'exploitation (I - II)		9 672	12 055
Produits financiers de participation ⁽²⁾		4 080	4 719
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾		1 836	1 952
Autres intérêts et produits assimilés ⁽²⁾		1 008	970
Reprises sur dépréciations et provisions		11 565	1 338
Différences positives de change		1 759	2 804
Produits des cessions d'immobilisations financières		3 135	-
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie		221	107
Total des produits financiers (III)		23 604	11 890
Dotations aux amortissements, aux dépréciations et aux provisions		3 653	4 969
Intérêts et charges assimilés ⁽³⁾		4 285	5 279
Différences négatives de change		2 205	2 957
Valeurs comptables des immobilisations financières cédées		2 400	-
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie		228	495
Total des charges financières (IV)		12 771	13 700
Résultat financier (III - IV)	10	10 833	(1 810)
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV)		20 505	10 245
Produits exceptionnels (V)		841	1 926
Charges exceptionnelles (VI)		720	1 223
Résultat exceptionnel (V - VI)	11	121	703
Impôts sur les bénéfices (VII)	12	(1 068)	(1 083)
Total des produits (I + III + V)		106 140	99 417
Total des charges (II + IV + VI - VII)		86 582	89 552
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III - IV + V - VI + VII)		19 558	9 865
⁽¹⁾ Y compris :			
- Redevances de crédit-bail mobilier		-	-
- Redevances de crédit-bail immobilier		-	-
⁽²⁾ Dont produits concernant les entités liées			
	15.4	6 526	7 243
⁽³⁾ Dont intérêts concernant les entités liées			
	15.4	(1 543)	(2 101)

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Bilan

Actif

en millions d'euros	Notes	31/12/2025		31/12/2024	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Frais de développement		267	99	168	165
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires		3 892	2 723	1 169	1 164
Autres immobilisations incorporelles		289	231	58	73
Immobilisations incorporelles en cours, avances et acomptes		3 771	28	3 743	2 898
Immobilisations incorporelles	13	8 219	3 081	5 138	4 300
Terrains		222	14	208	177
Constructions		24 295	16 485	7 810	7 909
Installations techniques, matériel et outillage industriels		97 969	66 556	31 413	31 011
Autres immobilisations corporelles		1 973	1 419	554	546
Immobilisations corporelles en cours, avances et acomptes		24 863	32	24 831	23 558
Immobilisations corporelles	14	149 322	84 506	64 816	63 201
Participations		63 313	4 069	59 244	50 338
Créances rattachées à des participations		50	-	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)		29 430	825	28 605	24 869
Autres titres immobilisés		85	-	85	86
Prêts		47 098	-	47 098	41 383
Autres immobilisations financières		781	-	781	781
Immobilisations financières ⁽¹⁾	15	140 757	4 894	135 863	117 507
Total Actif immobilisé (I)		298 298	92 481	205 817	185 008
Matières premières et autres approvisionnements		12 435	573	11 862	11 908
En-cours de production		1 086	-	1 086	1 191
Stocks et en-cours	16	13 521	573	12 948	13 099
Avances et acomptes versés sur commande		824	1	823	925
Créances Clients et Comptes rattachés		11 014	341	10 673	13 923
Autres créances		8 819	-	8 819	5 376
Charges constatées d'avance		951	-	951	1 028
Créances ⁽²⁾	17	20 784	341	20 443	20 327
Valeurs mobilières de placement	18	22 038	312	21 726	16 121
Instruments financiers à terme et jetons détenus		1 595	-	1 595	4 151
Disponibilités		7 366	-	7 366	6 023
Total Actif circulant (II)		66 128	1 227	64 901	60 646
Frais d'émission des emprunts (III)		276	-	276	236
Primes de remboursement des emprunts (IV)		957	402	555	523
Écarts de conversion et différences d'évaluation - Actif (V)	19	1 754	-	1 754	1 363
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		367 413	94 110	273 303	247 776
(1) dont à moins d'un an		14 668	-	14 668	7 307
(2) dont à moins d'un an		19 863	322	19 541	19 429

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Passif

(en millions d'euro)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Capital (dont versé 2 084 M€)		2 084	2 084
Primes d'émission, de fusion, d'apport		17 185	24 071
Écarts de réévaluation		695	694
Réserve légale		209	208
Autres réserves		2 970	2 970
Réserves		3 179	3 178
Report à nouveau		-	(14 751)
Résultat de l'exercice		19 558	9 865
Subventions d'investissement		355	265
Provisions réglementées		5 400	5 502
Total Capitaux propres (I)	20	48 456	30 908
Total Autres fonds propres (I bis)	21	12 609	12 780
Provisions pour risques	22.1	1 014	1 205
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts)	22.2.1	54 344	53 821
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	22.2.2	1 467	1 133
Provisions pour avantages du personnel	22.2.3	12 793	12 729
Provisions pour autres charges	22.2.4	533	721
Provisions pour charges	22.2	69 137	68 404
Total Provisions (II)	22	70 151	69 609
Emprunts obligataires	24-25	61 677	56 794
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	24-25	2 740	9 600
Emprunts et dettes financières diverses ⁽¹⁾	24-25	12 479	7 312
Instruments financiers à terme	24	3 218	3 296
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	24	2 580	2 924
Dettes Fournisseurs et Comptes rattachés	24	11 060	9 271
Dettes fiscales et sociales	24	8 703	9 072
Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés	24	2 346	2 647
Autres dettes	24	32 304	30 163
Produits constatés d'avance	24	3 337	3 140
Total Dettes ⁽¹⁾ (III)	24	140 444	134 219
Écarts de conversion et différences d'évaluation - Passif (IV)	26	1 643	260
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		273 303	247 776
(1) - dont à moins d'un an (hors avances et acomptes reçus sur commandes en cours)		67 311	60 366
(2) - dont emprunts participatifs		-	-

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 19 février 2026. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 juin 2026.

Note 1 Référentiel comptable et jugements de la Direction

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, modifié par le règlement ANC n° 2022-06 « Modernisation des états financiers », applicable obligatoirement aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2025.

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.

Changement de méthode comptable

Le règlement ANC n° 2022-06 modifie le règlement n° 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Ce règlement prévoit des modalités spécifiques de première application et précise notamment que les comptes des exercices antérieurs ne doivent pas être retraités, à l'exception des modifications de présentation nécessaires pour assurer la comparabilité avec les nouveaux formats du bilan et du compte de résultat.

Conformément à ces dispositions, les comptes sociaux arrêtés au 31 décembre 2024 n'ont pas été retraités selon les nouvelles règles comptables. Toutefois, des modifications de présentation ont été apportées afin de garantir la comparabilité avec les états financiers de l'exercice en cours.

Des reclassements, des regroupements et des répartitions ont été opérés dans la colonne comparative « 31/12/2024 », entre des lignes du bilan ou du compte de résultat, pour respecter le nouveau format des états financiers.

Les principales modifications apportées sont les suivantes :

- au compte de résultat :
 - la ligne « Production stockée et immobilisée » est désagrégée en distinguant la « Production stockée » et la « Production immobilisée ».
 - les « Transferts de charges d'exploitation » ont été rattachés au crédit des comptes de charges d'origine.
 - les « Consommations de l'exercice en provenance de tiers » sont désagrégées en distinguant les « Achats de matières premières et autres approvisionnements », la « Variation de stocks » et les « Autres achats et charges externes ».
 - les « Charges de personnel » sont désagrégées en distinguant les « Salaires » et « les Cotisations sociales ».
 - les « Dotations aux amortissements des immobilisations » et les « Dotations aux provisions et dépréciations » sont désagrégées selon la nouvelle présentation.
 - le « Résultat financier » est désagrégé selon la nouvelle présentation.
 - le « Résultat exceptionnel » est désagrégé en distinguant les « Produits exceptionnels » et les « Charges exceptionnelles ».

• au bilan :

- les « Immobilisations corporelles et incorporelles » ont été désagrégées selon les différentes classes d'immobilisations.
- les « Stocks » sont désagrégés en distinguant les « Matières premières et autres approvisionnements » et les « En-cours de production ».
- les « Dettes financières » sont désagrégées en distinguant les « Emprunts obligataires », les « Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit » et les « Emprunts et dettes financières diverses ».
- les « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » sont désagrégées en distinguant les « Dettes fournisseurs et Comptes Rattachés », les « Dettes fiscales et sociales », les « Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés » et les « Autres dettes ».

Les impacts des changements issus de l'application du règlement ANC n° 2022-06 sont détaillés dans les notes annexes du présent document.

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

La stratégie industrielle d'EDF est de poursuivre l'exploitation de son parc de centrales nucléaires 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.

Depuis 2016, la durée d'amortissement des tranches en exploitation a été portée de 40 ans à 50 ans pour le palier 900 MW consécutivement à la réalisation des conditions techniques, économiques et de gouvernance. Pour le palier 1300 MW, la durée d'amortissement a été portée à 50 ans en 2021.

Pour les tranches du palier 1450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux), palier qui est plus récent, la durée d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 40 ans.

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 indépendantes l'une de l'autre sont en cours :

- 5^e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN⁽¹⁾ en juin 2023 et l'ASN a pris position sur ce dossier en décembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASNR 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 de la 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'ASNR et dans le cadre de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023. L'ASNR prendra position fin 2026 sur les conditions de poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 60 ans après une phase d'expertise et d'instruction.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté comptable afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 22.2.15.

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 d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et 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 à long terme et postérieurs à l'emploi repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, d'inflation et 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 2025 sont détaillées en note 22.2.3.4.

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 14).

1.2.6 Dépréciation des 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, retraitée d'éléments de volatilité tels que les réserves de conversion et les gains et pertes sur les instruments de couverture pour les devises étrangères.

Cette valeur d'utilité est complétée le cas échéant de marges de valeurs positives upside basées :

- soit sur des flux de trésorerie actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils 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 ;
- soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
- soit sur la base d'une valorisation boursière.

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, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 15).

6.

(1) En 2025, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été renommée ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection).

Note 2 Événements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur 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 (PN) correspondant au jalon « couplage » et a poursuivi sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN le 14 décembre 2025 après autorisation par l'ASN de franchir le palier de 80 % de PN. Des essais de mise au point se poursuivront en 2026 avant de déclarer la mise en service industrielle de la centrale.

Dans le cadre de la montée en puissance du réacteur, un risque d'inéchantillonnage a été identifié sur un nombre significatif d'assemblages combustibles du premier cœur. Par précaution, aucun des assemblages irradiés lors du 1^{er} cycle ne sera rechargé pour le 2^e cycle. Le cœur sera déchargé dans son ensemble lors de la Visite Complète (« VC1 »), des analyses et examens d'intégrité des assemblages seront alors diligentés afin de déterminer précisément ceux qui seraient éventuellement rechargeables à l'occasion d'un cycle ultérieur. En conséquence, une dépréciation de stocks de combustibles de 65 millions d'euros avait été comptabilisée au 30 juin 2025 (voir note 16 renvoi (1)).

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 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 fin 2025 à 36,3 milliards en euros courants, soit 32,6 milliards d'euros₂₀₂₅. Ce montant inclut les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 milliard d'euros courants sur la période 2022-2025. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 milliards d'euros.

2.1.3 EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 milliards d'euros

La revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent. Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public.

EDF a présenté le 18 décembre 2025 à son Conseil d'administration le devis prévisionnel de son programme de construction de six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey.

Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₅ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme.

L'objectif de mise en service du premier réacteur à Penly est fixé à 2038, avec un cadencement de 12 à 18 mois pour la mise en service des réacteurs suivants.

Comme annoncé à l'occasion du Conseil de politique nucléaire de mars 2025, ce programme fera l'objet de mesures de soutien par l'État, qui ont été soumises pour approbation à la Commission européenne le 19 novembre 2025, en vue de la prise d'une décision finale d'investissement fin 2026. Ces mesures comprennent :

- un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction ;
- un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation ;
- un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les événements qui échappent à son contrôle.

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025.

2.1.4 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé 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 »).

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base. Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 milliards de livres sterling₂₀₂₅. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₂₅.

Le projet a atteint les jalons suivants sur l'exercice 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025 ;
- installation en août 2025 des quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression des bâtiments de sécurité de l'Unité 1 ;
- installation du premier tableau électrique dans le bâtiment de sécurité de l'Unité 1 en septembre 2025 ;
- achèvement des travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des Unités 1 et 2 en octobre 2025 ;
- avancée du montage électromécanique en décalage par rapport au planning. Un plan d'actions a été déployé et le rythme des installations devrait continuer à s'accroître en 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 23,31 % au 31 décembre 2025, EDF détenant les 76,69 % restants.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 milliards de livres sterling, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 milliard de livres sterling. EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 milliard de livres sterling chacune, EDF continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale (voir note 2.2.6).

Par ailleurs, à la suite du closing financier du projet Sizewell C réalisé le 4 novembre 2025, le prix d'exercice du contrat pour différence d'HPC a été réduit, passant de 92,50 livres sterling₂₀₂₅/MWh à 89,50 livres sterling₂₀₂₅/MWh en contrepartie du versement par Sizewell C à HPC d'un paiement rémunérant l'expertise du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 E₂₀₂₅/MWh du contrat pour différence à 89,5 E₂₀₂₅/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C. Pour autant, la valeur d'utilité d'EDF Energy s'est améliorée en raison notamment de la comptabilisation en 2025 d'un produit de rémunération versé à Hinkley

Point C de 16 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié, associé à une bonne performance opérationnelle et financière. Aussi, la valeur d'utilité d'EDF Energy a participé à l'appréciation de la valorisation des titres EDF International au 31 décembre 2025.

2.1.5 EDF réévalue à la hausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2025

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 373,0 TWh (361,7 TWh au 31 décembre 2024), confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh à une fourchette comprise entre 365 et 375 TWh) annoncée par EDF le 13 octobre 2025.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars USD

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 500 millions de dollars USD d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans avec un coupon variable de SOFR + 115 %.

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 ⁽¹⁾ 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 4gCO₂/kWh ⁽²⁾. 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.

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars USD

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 1,9 milliard de dollars USD en trois tranches d'obligations senior :

- obligation de 700 millions de dollars USD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,750 % ;
- obligation de 800 millions de dollars USD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,375 % ;
- émission additionnelle de 400 millions de dollars USD 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.

2.2.3 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 ⁽³⁾ :

- 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.

2.2.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars 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 ⁽⁴⁾ 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.

(1) Le Green Financing Framework est disponible sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

(2) Analyse cycle de vie du kWh nucléaire d'EDF.

(3) Cf. URD 2023 d'EDF, sections 12.3, 13.2 et 3.1.

(4) Le Green Financing Framework et la Second party opinion sont disponibles sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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.

2.2.5 Émission d'obligations senior vertes multi-tranches pour un montant nominal de 2,25 milliards d'euros

Le 30 avril 2025, EDF a levé 2,25 milliards d'euros en 3 tranches d'obligations senior vertes :

- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,250 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,000 % ;
- obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 %.

Un montant égal au produit net d'émission des obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements suivants :

- 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 le projet de construction de la paire de réacteurs nucléaires EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

Ces investissements correspondent aux catégories de projets éligibles définies dans le Green Financing Framework d'EDF mis à jour le 28 avril 2025 qui a fait l'objet d'une *Second party opinion* de S&P Global Ratings, qui lui a attribué une notation *medium green* ⁽¹⁾.

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 7 mai 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.6 EDF annonce la signature d'un accord avec Apollo pour l'émission d'emprunts obligataires non cotés d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling

Le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN.

Cet emprunt obligataire serait émis en trois tranches, chacune ayant une maturité maximum de douze ans. La première tranche, d'un montant nominal total de 1,5 milliard de livres sterling, a été émise le 26 juin 2025. EDF bénéficie d'une option pour émettre les deux autres tranches en 2026 et en 2027. Ces dernières tranches donnent lieu à la constatation d'un Engagement Hors Bilan (EHB) reçu à hauteur de 3 milliards de livres sterling soit en contre-valeur euro 3,4 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 28.2.2).

Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C.

2.2.7 EDF annonce une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 75,8 milliards de yens

Le 3 juillet 2025, EDF a levé 75,8 milliards de yens en 3 tranches d'obligations senior « Samourai » :

- obligation de 47,9 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,550 % ;

- obligation de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 8,3 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 2,394 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie de bâtir le système électrique bas carbone de demain et de refinancer des échéances prochaines.

2.2.8 EDF annonce une émission inaugurale d'obligations senior « Kangourou » multi-tranches pour un montant nominal de 1 milliard de dollars AUD

Le 21 août 2025, EDF a levé, pour son émission inaugurale, 1 milliard de dollars australiens en 2 tranches d'obligations senior « Kangourou » :

- obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,636 % ;
- obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 6,627 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie de bâtir le système électrique bas carbone de demain et d'élargir sa base d'investisseurs.

Le règlement-livraison est intervenu le 28 août 2025.

2.2.9 EDF et la Banque européenne d'investissement (BEI) annoncent la signature d'un contrat de financement de 500 millions d'euros au service de la modernisation et la résilience du réseau public de distribution d'électricité géré par Enedis

- Ce financement permet à Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, d'investir dans la résilience du réseau face au changement climatique et dans le raccordement des énergies renouvelables décentralisées ;
- Il s'agit de la phase 2 d'un programme de financement concernant la transition énergétique et l'adaptation du réseau pour un montant total de 1 milliard d'euros ;
- EDF et la BEI sont partenaires de longue date pour le financement des investissements liés à la transition énergétique engagés par Enedis.

Agissant en qualité d'actionnaire d'Enedis, le service public qui gère le réseau public de distribution d'électricité sur 95 % du territoire français, EDF a conclu avec la Banque européenne d'investissement (BEI) un emprunt de 1 milliard d'euros visant à soutenir le programme d'investissements d'Enedis, qui a notamment pour objectif le renforcement de la résilience du réseau face aux impacts du changement climatique et le raccordement des énergies renouvelables décentralisées.

Ce financement de 1 milliard d'euros, pour répondre aux besoins de financement d'Enedis pour les années 2024-2025 a été réalisé en deux phases : un premier prêt de 500 millions d'euros en 2024, et un deuxième d'un montant équivalent signé en juillet 2025.

La BEI, qui est un partenaire financier de longue date d'EDF, soutient des projets innovants à fort potentiel qui contribuent à la réalisation des objectifs de l'Union européenne, au premier rang desquels figurent la politique de lutte contre le réchauffement climatique et le Pacte vert pour l'Europe. Ce dernier prévoit de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990 et de parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050. Une neutralité carbone qui passe par une électrification massive des usages portée par un réseau de distribution résilient, agile et moderne, véritable colonne vertébrale de la transition énergétique.

Le financement de la BEI s'inscrit aussi dans le cadre de *REPowerEU*, le programme européen visant à rendre l'Union européenne indépendante des fournitures énergétiques russes.

(1) Le Green Financing Framework et la *Second party opinion* sont disponibles sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

2.2.10 Émission d'obligations hybrides vertes pour un montant nominal de 1,25 milliard d'euros

Le 29 septembre 2025, EDF a levé de nouvelles obligations perpétuelles super-subordonnées vertes pour 1,25 milliard d'euros, avec un coupon initial de 4,375 % jusqu'en 2031 et une option de remboursement à 5,5 ans au gré d'EDF (voir note 21.1).

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. En effet, un montant équivalent au 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 dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4gCO₂/kWh⁽²⁾.

Le règlement-livraison des Nouveaux Titres est intervenu le 6 octobre 2025.

2.2.11 EDF lance une offre de rachat portant sur deux souches existantes d'obligations hybrides

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé une offre 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 501,3 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 628,7 millions de livres sterling, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Le 7 octobre 2025, EDF a annoncé les résultats définitifs de son offre de rachat l'ayant conduit en date du 9 octobre 2025 à procéder à :

- un rachat partiel à hauteur de 218,5 millions d'euros au titre de la souche initiale d'un montant de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014, portant sur un montant actuellement en circulation s'élèvant à 501,3 millions d'euros, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 282,8 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 21.1) ;

- un rachat partiel à hauteur de 469,1 millions de livres sterling (539 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) au titre de la souche initiale d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013, portant sur un montant actuellement en circulation s'élèvant à 628,7 millions de livres sterling, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 159,6 millions de livres sterling au 31 décembre 2025 (182,9 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) (voir note 21.1).

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement de ces obligations hybrides pour une valeur nominale résiduelle nette de 282,8 millions d'euros pour la souche émise en janvier 2014 et 159,6 millions de livres sterling pour la souche émise en janvier 2013. Ces dernières ont fait respectivement l'objet d'un remboursement le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 (voir notes 21.1 et 25 renvoi (4)).

Par ailleurs, depuis le 30 juin 2025, EDF a réalisé des placements obligataires privés pour un montant total de 750 millions d'euros et une émission additionnelle de 50 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 9 décembre 2019 d'une maturité initiale de 30 ans avec un coupon fixe de 2,000 %.

2.2.12 EDF annonce le remboursement anticipé de prêts bancaires pour un montant de 7,4 milliards d'euros

Le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros, dont 6,9 milliards d'euros remboursés en 2025 et 0,5 milliard d'euros en janvier 2026 (voir note 25 renvoi (2)).

Le remboursement anticipé de chaque prêt se fera à la date de paiement des intérêts et ne fera par conséquent l'objet d'aucune pénalité financière.

6.

2.3 Autre développement

2.3.1 Politique commerciale

Le 6 mars 2025, EDF a annoncé être pleinement engagé dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros avec la signature de 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs dont 12 contrats d'allocation de production nucléaire.

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.

(1) Le Framework est disponible sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

(2) Analyse cycle de vie du kWh nucléaire d'EDF.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe (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 ;
- 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 peuvent bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

Mouvements tarifaires

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2024 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
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
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 6 et 7 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 quatre 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.

Dans sa délibération n° 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 avait vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n° 2025-78 portant 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. Toutefois, du fait du transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État, le TURPE Distribution a diminué de 1,92 % au 1^{er} août 2025.

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 des 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 pour 249 millions d'euros en 2025.

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.

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	2024	2025	2026
Prix (€/kW)	27,1	14,7	4,4

Pour l'année de livraison 2026, dix sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril 2024, 6,1 €/kW en septembre 2024, 3,5 €/kW en octobre 2024, 2,5 €/kW en décembre 2024, 3,2 €/kW en mars 2025, 3,6 €/kW en mai 2025, 3,3 €/kW en juin 2025, 3,5 €/kW en septembre 2025, 2,6 €/kW en octobre 2025 et 0,1 €/kW en décembre 2025.

Le mécanisme de capacité actuellement en vigueur prendra fin en novembre 2026.

À la suite de la réponse obtenue de la Commission européenne en date du 22 décembre 2025, laquelle permet de considérer le dispositif législatif lui ayant été notifié comme conforme au droit de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les dispositions réglementaires d'application du nouveau mécanisme de capacité.

Il sera organisé selon les principes suivants :

- RTE contractualisera, pour le compte de la collectivité, le volume de capacité en MW nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France pour une période de livraison donnée. Cette période correspondra à un hiver électrique à cheval sur deux années civiles ;
- la contractualisation sera réalisée à l'issue d'enchères qui seraient au nombre de deux en régime nominal : une première quatre années avant la période de livraison et une seconde un an avant la période de livraison. Les exploitants lauréats de l'enchère contractualiseront un engagement de disponibilité pendant les périodes de pointe de la période de livraison en échange duquel ils percevront une rémunération, sous réserve que leur disponibilité soit effectivement constatée. Les engagements de disponibilité pourront être échangés sur un marché secondaire (un acteur ayant pris un engagement de disponibilité auprès de RTE pourra le céder à un autre acteur). Le coût de la contractualisation des engagements de disponibilité des capacités sera répercuté aux fournisseurs et aux consommateurs s'approvisionnant directement sur le marché de gros (et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) à hauteur de leur consommation lors des périodes de tension, via une taxe collectée par RTE.

ARENH

Dispositif général

Le dispositif d'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

À l'exception des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022 détaillés ci-après, 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 de 120 TWh.

Ce volume global maximal est fixé à 100 TWh pour l'année 2025 conformément à un arrêté du 28 avril 2011.

Pour cette dernière année d'application du dispositif, les fournisseurs alternatifs ont demandé 134,93 TWh et n'ont donc reçu que 74,12 % du volume d'électricité qu'ils avaient demandé au titre de l'ARENH. Ce niveau de demande est légèrement supérieur à celui de 2024 (130,41 TWh).

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.

Cadre de marché post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif défini par l'article 17 de la loi de finances 2025 prévoit 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 période triennale, par arrêtés ministériels, 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.

En application du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts du nucléaire, la CRE a publié le 30 septembre 2025 son évaluation du coût complet, s'élevant à 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028 et à 63,4 €/MWh sur la période 2029-2031.

L'arrêté du 11 février 2026 fixe les seuils de taxation et d'écrêtement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif aux conditions d'application du « Versement nucléaire universel » (VNU), fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs. L'arrêté du 4 février 2026 précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité.

Un arrêté fixera pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

Pour 2026, les dernières estimations des revenus du parc nucléaire publiées par la CRE au 30 novembre 2025 s'élèvent à 66,08 €/MWh.

Cadre juridique des concessions hydrauliques

Le cadre juridique des concessions hydrauliques a vocation à être modifié. Le communiqué de presse du Premier ministre français du 28 août 2025 fait état d'un accord de principe entre la France et l'Union européenne en vue de résoudre les deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance. Le cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
- la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. Pour ce faire, la proposition de loi « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique », déposée le 13 janvier 2026, a été adoptée par l'Assemblée nationale le 5 février 2026 et doit désormais être examinée par le Sénat.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Ventes d'énergie*	61 098	69 717
dont électricité	50 071	59 555
dont gaz	11 027	10 162
Ventes de services et divers	2 294	2 618
MONTANT NET DU CHIFFRE D'AFFAIRES	63 392	72 335

* Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La baisse du chiffre d'affaires électricité de 9,5 milliards d'euros est principalement due à la diminution des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché et par des effets volumes défavorables :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix défavorable résulte essentiellement de l'indexation des tarifs au 1^{er} février 2025 (- 22,61 % HT sur les tarifs bleus résidentiels/- 22,67 % HT sur les tarifs bleus non résidentiels) ;

- s'agissant des ventes en offres de marché, la baisse des prix de marché observée explique également, pour l'essentiel, la diminution du chiffre d'affaires sur ce segment.

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, l'augmentation du chiffre d'affaires de 0,9 milliard d'euros est liée principalement à une hausse des volumes de ventes réalisées avec EDF Trading (voir note 7).

Note 4 Subventions

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
SUBVENTIONS	11 804	6 928

À compter du 1^{er} janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 modifie les modalités de présentation des subventions d'investissement. Les quotes-parts de subventions d'investissement transférées au résultat sont dorénavant comptabilisées en résultat d'exploitation, conformément à la nouvelle définition du résultat exceptionnel, désormais restreinte aux événements majeurs et inhabituels ainsi qu'à certains éléments spécifiques par nature.

Au 31 décembre 2025, le montant des quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat s'élève ainsi à 12 millions d'euros. À titre de comparaison, au 31 décembre 2024, ces montants figuraient en résultat exceptionnel pour un total de 13 millions d'euros (voir note 11).

Les subventions comprennent principalement les montants reçus ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2025, qui se traduit dans les comptes par un produit de 11 752 millions d'euros en 2025 (6 861 millions d'euros en 2024) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 8 885 millions d'euros (3 018 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achats et complément de

rémunération). Ce montant inclut notamment la compensation par l'État du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 et dont la contrepartie est comptabilisée en « Autres produits et charges » (voir note 6) ;

- une régularisation de (109) millions d'euros de pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du boudier tarifaire. Ces dispositifs ont pris fin le 31 janvier 2024 et avaient donné lieu à un produit de 1 562 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 976 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (2 281 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La contrepartie du produit de CSPE est comptabilisée en autres créances au 31 décembre 2025 (voir note 17 renvoi (4)).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative de 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis :

- le 1^{er} janvier 2021, compensées via le budget général de l'État ;
- la loi de finances initiale 2024, partiellement compensées par les compléments de prix ARENH ;
- la loi de finances initiale 2025, partiellement compensées au travers d'une quote-part d'accise sur le chauffage (électricité, gaz, fioul).

Ainsi, la loi de finances initiale 2025 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2025 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté de crédits à hauteur de 8,6 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des énergies renouvelables, de cogénération et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones non interconnectées (ZNI). Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en décembre 2025, d'un complément de 11 milliard d'euros au travers de la loi de finances de fin de gestion pour s'établir ainsi à 9,7 milliards d'euros en 2025.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, (TICFE)), 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 29,98 €/MWh depuis le 1^{er} août 2025 pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises.

Fermeture de la centrale de Fessenheim

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, qui 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). 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 attendu pour 2026.

Note 5 Dotations et reprises sur dépréciations et provisions

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Reprises sur provisions pour risques	22.1	497	131
Dotations aux provisions pour risques	22.1	(337)	(88)
Sous-total provisions pour risques		160	43
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	22.2.3	849	683
Gestion des combustibles nucléaires usés	22.2.1	1 202	1 113
Gestion à long terme des déchets radioactifs	22.2.1	333	348
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	22.2.1	284	274
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22.2.2	59	71
Autres provisions pour charges ⁽²⁾	22.2.4	42	205
Reprises sur provisions pour charges		2 769	2 694
Pensions et obligations assimilées	22.2.3	(477)	(466)
Gestion des combustibles nucléaires usés ⁽³⁾	22.2.1	(560)	(4 058)
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽⁴⁾	22.2.1	(29)	(869)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	22.2.1	(285)	(399)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22.2.2	(328)	(131)
Autres provisions pour charges ⁽²⁾	22.2.4	(54)	(70)
Dotations aux provisions pour charges		(1 733)	(5 993)
Sous-total provisions pour charges		1 036	(3 299)
Reprises sur dépréciations		410	363
Dotations aux dépréciations ⁽⁴⁾		(440)	(735)
Sous-total dépréciations		(30)	(372)
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		1 166	(3 628)
dont reprises		3 676	3 188
dont dotations		(2 510)	(6 816)

(1) En 2025, ce poste intègre un montant de 68 millions d'euros induit par la suspension de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023 en lien avec l'adoption de la loi de financement de la sécurité sociale 2026 (voir note 22.2.3 renvoi (2)).

(2) En 2024, EDF avait 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 des comptes sociaux au 31 décembre 2024).

(3) En 2024, EDF avait 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 (Cigol) des déchets HA-MAVL (voir notes 26 renvoi (1) et 26.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2024).

(4) En 2024, EDF avait comptabilisé une dotation aux dépréciations de 115 millions d'euros visant à déprécier l'intégralité des immobilisations incorporées associées au projet NUMAR2, nettes de subventions (voir note 13 renvoi (1)).

Note 6 Autres produits et charges

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Autres produits	912	1 156
Transferts de charges*	-	88
Autres produits et transferts de charges	912	1 244
Autres charges	(6 124)	(3 612)
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES	(5 212)	(2 368)

* Dès le 1^{er} janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 supprime la technique des transferts de charges. Ceux-ci sont comptabilisés au crédit des comptes de charges d'origine, à l'exception des transferts liés aux indemnités d'assurance présentés en « Autres produits » du résultat d'exploitation.

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (6 124) millions d'euros en 2025 ((3 612) millions d'euros en 2024). 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 mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce 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.

En cas de prime négative, l'article 38 de la loi de finances rectificative 2022 prévoyait un mécanisme de partage de gain entre le producteur et les finances publiques pour tous les contrats de complément de rémunération qui prévoient une limite aux sommes dont le producteur est redevable. Ce mécanisme s'articulait autour d'un prix seuil déterminé par arrêté. En fonction du niveau de ce prix seuil, les producteurs pouvaient, soit bénéficier totalement du plafonnement prévu par leur contrat, soit bénéficier partiellement de ce plafonnement, soit voir leurs compléments

de rémunération négatifs totalement plafonnés. Par une décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a censuré l'article 38. Par la suite, l'article 230 de la loi de finances 2023 a instauré un plafonnement total à compter du 1^{er} janvier 2022, des montants de primes négatives dues par les producteurs au titre des contrats de complément de rémunération qui prévoyaient initialement des plafonds. Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré ce plafonnement total, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Aucun dispositif législatif n'ayant été mis en place au 31 décembre 2025, les autres produits et charges comptabilisés au 31 décembre 2025 intègrent les effets de l'entrée en vigueur de cette censure. Ce mécanisme est compensé par la CSPE et donc sans impact sur le résultat d'exploitation d'EDF SA (voir note 4).

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 2025 :

- des charges à hauteur de 60 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 16 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 39 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 23 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus en note 4.

6.

Certificats d'économies d'énergie

Principes et méthodes comptables

Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, sont soumis à des obligations d'économies d'énergie.

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.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Achats de matières premières et autres approvisionnements ⁽¹⁾	27 935	29 054
Variation de stocks ⁽¹⁾	-	249
Autres achats et charges externes ⁽²⁾	19 848	18 885
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	47 783	48 188

(1) Les achats de matières premières et autres approvisionnements comprennent les achats consommés de combustibles. Ces derniers incluent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et foin), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les achats d'énergie liés au mécanisme des obligations d'achat. La variation du poste s'explique principalement par des achats d'électricité réalisés à des conditions de prix plus favorables dans un contexte d'amélioration de la production nucléaire (voir note 2.15).

Les achats consommés de gaz augmentent en lien avec la hausse du chiffre d'affaires sur le gaz.

La hausse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.

Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 16) :

- au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 3 millions de tonnes (3 millions de tonnes au 31 décembre 2024) ;

- en 2025, EDF a restitué 3 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2024 (4 millions de tonnes en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

(2) Les autres achats et charges externes comprennent principalement les achats de services constitués essentiellement des redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services baissent de 160 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2024, 181 millions d'euros de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 sans équivalent en 2025.

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Impôts et taxes sur rémunérations	209	201
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 187	1 120
Contribution Économique Territoriale	383	449
Taxes foncières	344	328
Autres impôts et taxes	395	368
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 518	2 466

Note 9 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Sur immobilisations incorporelles	385	389
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	4 566	4 213
• du domaine concédé ⁽¹⁾	383	358
Dotations aux amortissements des immobilisations	5 334	4 960
Autres dotations aux amortissements ⁽²⁾	-	29
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	5 334	4 989

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Dès le 1^{er} janvier 2025, selon le règlement ANC n° 2022-06, l'étalement des frais d'émissions d'emprunts est inscrit dans le résultat financier (voir note 10 renvoi (10)). Au 31 décembre 2024, ce montant était de 29 millions d'euros et figurait sur la ligne « Autres dotations aux amortissements ».

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 10 Résultat financier

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	4 080	4 719
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé	1 836	1 952
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(3 277)	(4 309)
• Charges sur dettes financières long terme après couvertures ⁽²⁾	(2 912)	(3 322)
• Autres ⁽³⁾	(365)	(987)
Résultat de change ⁽⁴⁾	(446)	(153)
Résultat de cession des TIAP et des immobilisations financières ⁽⁵⁾	735	-
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie	(7)	(388)
Dotations/reprises de provisions dont :	7 912	(3 631)
• Charges d'actualisation avantages au personnel	(846)	(808)
• Charges d'actualisation provisions nucléaires ⁽⁶⁾	(1 902)	(1 753)
• Dépréciation sur TIAP actifs dédiés ⁽⁷⁾	(10)	272
• Dépréciation valeurs mobilières de placement ⁽⁸⁾	(47)	289
• Dépréciation sur titres de participation ⁽⁹⁾	10 235	(1 959)
• Provision pour pertes de change ⁽¹⁰⁾	51	6
• Provision sur frais d'émissions d'emprunts ⁽¹¹⁾	(30)	-
• Reprises sur provisions, dépréciations	579	397
RÉSULTAT FINANCIER	10 833	(1 810)

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :

- EDF International détenant EDF Trading, C3, EDF Immo et EDF Développement Environnement (EDEVI) (2 995 millions d'euros sans équivalent en 2024). Au 31 décembre 2025, les entités EDF Holding, C3, EDEV et EDF Immo ont été fusionnées au sein d'EDF International tenant compte d'une rétroactivité comptable et fiscale au 1^{er} janvier 2025. Ainsi, le dividende de 2 995 millions d'euros résulte respectivement des dividendes versés en 2025 à EDF SA par EDF Holding (2 618 millions d'euros), C3 (296 millions d'euros), EDF Immo (81 millions d'euros) qui sont à considérer comme émanant d'EDF International du fait de la rétroactivité de l'opération de fusion ;
- EDF Holding détenant EDF Trading (3 704 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;
- C3 détenant EDF Investissements Groupe (257 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;
- EDF Développement Environnement (EDEVI) (52 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;
- EDF Immo (37 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;
- Enedis (448 millions d'euros en 2025 sans équivalent en 2024) ;
- EDF Production Électrique Inusitaire (PEI) (112 millions d'euros en 2025 et 107 millions d'euros en 2024) ;
- Framatome (75 millions d'euros en 2025 et 51 millions d'euros en 2024) ;
- C71 (75 millions d'euros en 2025 et 5 millions d'euros en 2024) ;
- Euronext (62 millions d'euros en 2025 et 35 millions d'euros en 2024) ;
- EDF Nam Theun Holding (60 millions d'euros en 2025 et 84 millions d'euros en 2024) ;
- C73 (59 millions d'euros en 2025 et 7 millions en 2024) ;
- CTE détenant RTE (22 millions d'euros en 2025 et 119 millions d'euros en 2024) ;
- C45 (12 millions d'euros en 2025 et 16 millions d'euros en 2024) ;
- C96 (11 millions d'euros en 2025 sans équivalent en 2024) ;
- Altaroad (11 millions d'euros en 2025 et 11 millions d'euros en 2024) ;
- C93 (8 millions d'euros en 2025 et 39 millions d'euros en 2024).

(2) La diminution des charges d'intérêt résulte principalement de la baisse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2025, le résultat de change concerne principalement les instruments financiers à terme en raison principalement de la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling sur 2025.

(5) À compter du 1^{er} janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 modifie les modalités de présentation des plus-values nettes de cession des titres inscrits en actifs dédiés (TIAP). Ces plus-values sont désormais comptabilisées en résultat financier, conformément à la nouvelle définition du résultat exceptionnel, désormais restreinte aux événements majeurs et inhabituels ainsi qu'à certains éléments spécifiques par nature.

Au 31 décembre 2025, le montant des plus-values nettes de cession des TIAP des actifs dédiés s'élève à 2 287 millions d'euros, présentées en résultat financier conformément aux nouvelles règles. À titre de comparaison, au 31 décembre 2024, ces montants figuraient en résultat exceptionnel pour un total de 583 millions d'euros (voir note 11). Par ailleurs, EDF a cédé les titres Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France à Arabelle Solutions. Le résultat de cession de cette opération est de (1 553) millions d'euros.

(6) En 2025, l'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 417) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 22.2.1.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 515 millions d'euros.

En 2024, l'effet d'actualisation comprenait la charge de désactualisation pour (2 267) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 22.2.1.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 514 millions d'euros.

(7) La variation s'explique par une moindre évolution favorable des marchés financiers en 2025 par rapport à 2024.

(8) Dont la comptabilisation en 2025 d'une reprise de dépréciation des titres de participation EDF International à hauteur de 8 922 millions d'euros (voir note 15.1 renvoi (5)). Par ailleurs, EDF a procédé en 2025 à la comptabilisation d'une reprise des dépréciations constituées pour un montant total de 1 530 millions d'euros (1 528 millions d'euros pour les titres Arabelle Solutions France et 2 millions d'euros concernant les titres Arabelle Electronics France) à l'occasion de la cession de l'intégralité de ces titres par EDF au profit d'Arabelle Solutions (voir notes 10 renvoi (5) et 15.1 renvois (1) et (5)).

Dont la comptabilisation en 2024 de dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF Développement Environnement (EDEVI) à hauteur de 1 330 millions d'euros et EDF International à hauteur de 390 millions (voir note 15.1 renvoi (5)).

(9) Voir note 22.1 renvoi (1).

(10) Voir note 9 renvoi (2).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 11 Résultat exceptionnel

À compter du 1^{er} janvier 2025, EDF applique la nouvelle définition du résultat exceptionnel.

Conformément à l'article 513-5 du règlement ANC n° 2022-06 relatif au Plan Comptable Général, seuls peuvent désormais être comptabilisés en résultat exceptionnel :

- les produits et charges directement liés à un événement à la fois majeur et inhabituel ;
- certaines éléments spécifiques par nature, notamment les amortissements dérogatoires.

Au 31 décembre 2024, le résultat exceptionnel s'élevait à 703 millions d'euros, composé principalement de :

- 583 millions d'euros de plus-values nettes sur cessions de TIAP des actifs dédiés ;
- 169 millions d'euros de reprises nettes d'amortissements dérogatoires ;
- 13 millions d'euros de quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat de l'exercice (voir note 4) ;
- 7 millions d'euros de résultat de cession net d'immobilisations corporelles et incorporelles cédées ;
- (31) millions d'euros de valeurs nettes comptables des immobilisations incorporelles mises au rebut ;
- (31) millions d'euros de provision pour contentieux fiscaux.

En application de la nouvelle définition du résultat exceptionnel, les reclassements suivants ont été effectués :

- les plus-values nettes de cession des TIAP des actifs dédiés sont désormais présentées en résultat financier pour un montant de 2 287 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 10 renvoi [5]) ;

- les quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat sont désormais intégrées dans la ligne « Subventions » du résultat d'exploitation, pour un montant de 12 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 4) ;
- la provision pour contentieux fiscaux n'a pas un caractère majeur et inhabituel. Aussi, les mouvements comptabilisés au cours de l'exercice 2025 sont désormais intégrés dans la ligne « Impôts sur les bénéfices », pour un montant de 196 millions d'euros au 31 décembre 2025 pour la part destinée à couvrir des redressements d'impôt sur les bénéfices (voir note 12.2), en résultat courant au sein de la ligne « Provisions pour autres charges », pour un montant de (1) million d'euros au 31 décembre 2025 concernant la part couvrant des contentieux liés à l'activité normale et courante de l'entreprise autres que les redressements d'impôt sur les bénéfices et en résultat financier pour un montant de 3 millions d'euros pour la part financière associée à l'ensemble des chefs de redressements couverts par la provision pour contentieux fiscaux ;
- les produits de cession et valeurs nettes comptables des immobilisations corporelles et incorporelles cédées sont présentés distinctement au sein du résultat d'exploitation (voir compte de résultat) ;
- les valeurs nettes comptables des immobilisations incorporelles mises au rebut sont désormais intégrées dans la ligne « Autres charges » du résultat d'exploitation pour un montant de (216) millions d'euros au 31 décembre 2025 au même titre que les valeurs nettes comptables des immobilisations corporelles mises au rebut.

Au 31 décembre 2025, le résultat exceptionnel s'élève à 121 millions d'euros, composés principalement de 122 millions d'euros de reprises nettes d'amortissements dérogatoires.

Note 12 Impôt sur les bénéfices

12.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF SA 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 2025 comprend 325 filiales dont notamment Enedis, EDF International, EDF power solutions et Dalkia.

12.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF SA, 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 SA et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF SA restitue à ses filiales déficiataires 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 ligne « Impôt sur les sociétés » inscrite au compte de résultat au titre de l'exercice 2025 de (1 068) millions d'euros intègre :

- une charge d'impôt de la société intégrante EDF SA de (1 264) millions d'euros au titre de l'exercice 2025 ((1 083) millions d'euros de charge d'impôt en 2024), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 335 millions d'euros, se décomposant comme suit :
 - une charge de (1 563) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2025,
 - une charge de (66) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel,
 - un produit de 365 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- une reprise nette de provision pour contentieux fiscaux de 196 millions d'euros pour la part destinée à couvrir les redressements d'impôts sur les bénéfices n'ayant pas un caractère majeur et inhabituel (voir note 11) en application du règlement ANC n° 2022-06.

Contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés

Introduite par la loi de finances 2025 votée en février 2025, la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés correspond à 412 % de la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2024 et 2025. Elle s'élève à (538) millions d'euros au 31 décembre 2025 pour EDF SA en qualité de mère de l'intégration fiscale.

Le projet de loi de finances 2026 qui, au sein de l'article 4, prévoyait une prorogation de la contribution exceptionnelle pour l'exercice 2026, a été adopté le 2 février 2026. Aussi, l'impact de cette contribution exceptionnelle calculée sur la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2025 et 2026 sera comptabilisé dans les comptes sociaux au 31 décembre 2026 (dont (266) millions d'euros au titre de l'année 2025).

Dispositif dit « Pilier 2 »

Le groupe EDF se conforme aux dispositions relatives à la réglementation dite 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 %.

Ce dispositif fait encore l'objet de discussion en vue de sa simplification. Au titre de l'année 2025, l'impact de cette réglementation dans les comptes consolidés du groupe EDF comme dans les comptes sociaux d'EDF SA est inférieur à 10 millions d'euros.

12.3 Crédits d'impôt

Le tableau suivant recense le montant et la nature des différents crédits d'impôt, comptabilisés par EDF SA, venant en diminution de la charge d'impôt sur les bénéfices au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	31/12/2025
Crédit d'impôt recherche	31
Mécénat	12
Autres crédits d'impôt*	1
TOTAL CRÉDITS D'IMPÔTS	44

* Les autres crédits d'impôt comprennent notamment le crédit d'impôt lié aux retenues à la source et le crédit d'impôt famille.

12.4 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes établis conformément au règlement ANC n° 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

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 bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF SA intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(17 878)	(17 803)	(75)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(3 739)	(6 510)	2 771
• Autres	(1 497)	(1 535)	38
Total actif d'impôt - taux de droit commun	(23 114)	(25 848)	2 734
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	(865)	4 603	(5 468)
• Autres	3 696	3 674	22
Total passif d'impôt - taux de droit commun	2 831	8 277	(5 446)
• Plus-value en suris d'imposition	-	-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(120)	(71)	(49)
Total actif d'impôt - taux réduit	(120)	(71)	(49)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(20 403)	(17 642)	(2 761)
Créance future d'impôt au taux de droit commun	8 638⁽²⁾	9 259	(621)
Créance future d'impôt au taux réduit	18	11	7

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que les économies d'impôt latentes résultant des charges dont la déductibilité est provisoirement remise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours.

(2) Dont 3,4 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 5,2 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun en vigueur au 31 décembre 2025.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Bilan

Note 13 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 comprise entre 3 et 27 ans.

Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires

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 n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité prévisible entre 1 et 30 ans, qu'elles soient générées en interne ou acquises, et donnent lieu, le cas échéant, à la comptabilisation d'un amortissement dérogatoire.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles se composent essentiellement de réservations de capacités de stockage de déchets et de la cartographie des réseaux. Les capacités de stockage des déchets sont amorties variablement sur la base d'unités d'œuvre, en fonction du volume de déchets ajouté. La cartographie des réseaux est amortie linéairement sur une durée de 10 ans.

Les autres immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible comprise entre 2 et 30 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges : aucun coût d'emprunt n'est incorporé dans le coût des immobilisations incorporelles.

Valeurs brutes (en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Augmentations		Diminutions			Montants cumulés au 31/12/2025
		Acquisitions	Créations	Virements de poste à poste	Liées aux éléments mis hors service	Virements de poste à poste	
Frais de développement ⁽¹⁾	262	-	-	5	-	-	267
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires ⁽²⁾	3 642	-	-	462	(212)	-	3 892
Autres immobilisations incorporelles	297	-	-	6	(7)	(7)	289
Immobilisations incorporelles en cours, avances et acomptes ⁽³⁾	2 908	1 444	95	10	(213)	(473)	3 771
TOTAL VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	7 109	1 444	95	483	(432)	(480)	8 219
Amortissements cumulés (en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Dotations sur éléments amortis selon les modes linéaires et variables ⁽⁴⁾		Liées aux éléments mis hors service			Montants cumulés au 31/12/2025
Frais de développement	(96)		(3)		-		(99)
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires ⁽²⁾	(2 360)		(386)		208		(2 538)
Autres immobilisations incorporelles	(111)		(14)		8		(117)
Total amortissements des immobilisations incorporelles	(2 567)		(403)		216		(2 754)
Total dépréciations des immobilisations incorporelles⁽¹⁾	(242)		(123)		38		(327)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	4 300		1 496		(658)		5 138

(1) Les lignes « Frais de développement » et « Dépréciations des immobilisations incorporelles » intègrent au 31 décembre 2025 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 relatif (4)).

(2) La ligne « Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires » intègre au 31 décembre 2025 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 n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques pour un montant non significatif.

(3) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2025, les études relatives à EPR2 pour 3 070 millions d'euros (2 344 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(4) Amortissement variable sur la base des unités d'œuvre.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Descriptifs des principaux projets en cours
et investissements de la périodeNouveaux réacteurs nucléaires en France :
le projet «EPR2»

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de six EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour huit EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

À la suite de l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR2 (passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), l'année 2025 a été marquée par les réalisations suivantes :

- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres :
 - un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction,
 - un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
 - un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les événements qui échappent à son contrôle.

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025 ;

- EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025, le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₅ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (voir note 2.13).

Concernant les sites de construction :

- sur le site de Penly :
 - en juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisé à réaliser des travaux préparatoires. Cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025.
 - les travaux préparatoires débutés en 2024 se sont intensifiés en 2025, avec en particulier le renforcement de la digue existante, le déroctage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier (qui s'est achevée en janvier 2026) et du parking d'entrée de site,
 - le dossier DAC (Décret d'Autorisation de Création) a été envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique.

- sur le site de Gravelines :
 - le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. À l'issue de ce débat, le Conseil d'administration d'EDF a décidé le 20 mai de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise En Compatibilité des Documents d'Urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires ;
- sur le site de Bugey :
 - à l'issue du débat public sur le projet de construction de deux EPR2 à Bugey qui s'est tenu de janvier à mai 2025, EDF a annoncé fin septembre 2025 sa décision de poursuivre le projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été sollicitée fin novembre 2025.

Au 31 décembre 2025, le projet se compose de 3 070 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (voir note 13 renvoi (3)) et 1 159 millions d'immobilisations corporelles (voir note 14 renvoi (3)).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires
nucléaires en France (SMR « Small Modular
Reactors »)

En 2024, NUWARD avait fait évoluer son approche pour proposer dès le début des années 2030 un produit simple, modulaire et préfabriqué en usine, reposant sur des briques technologiques éprouvées, permettant d'offrir à ses clients des centrales clefs en main rapides à construire, sûres et compétitives. Compte tenu de la réorientation du projet, le Groupe avait 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 avait 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 (4) et 13 renvoi (1)).

En 2025, NUWARD a fait évoluer son modèle d'affaires vers la cogénération pour mieux répondre aux besoins de ses clients industriels en réévaluant des scénarios permettant de produire jusqu'à 400 MWe et 290 MWt. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture. Enfin, NUWARD mène des négociations actives avec des clusters industriels européens et des partenaires pour lancer son premier projet SMR.

6.

Note 14 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 22.2.1) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 22.2.1).

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 ; aucun coût d'emprunt n'est incorporé dans le coût des immobilisations corporelles.

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, et donnent lieu, le cas échéant, à la comptabilisation d'un amortissement dérogatoire.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

	Domaine propre		Domaine concédé	
	Durées	Modes d'amortissements	Durées	Modes d'amortissements
Constructions et agencements de terrains	10 à 75 ans	Linéaire	10 à 75 ans	Linéaire
Tranches de production nucléaire	40 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire		
Matériel et outillage industriel hors réseau	3 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire	5 à 75 ans	Linéaire
Réseau	5 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire	10 à 60 ans	Linéaire
Autres immobilisations corporelles	3 à 25 ans	Linéaire et dérogatoire	3 à 75 ans	Linéaire

Quel que soit le domaine, propre ou concédé, les terrains nus ne sont pas amortissables. 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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 21.2).

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 46 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).

Le cadre juridique des concessions a vocation à évoluer à la suite de l'accord de principe auquel la France et l'Union européenne sont parvenues le 28 août 2025 sur la gestion des barrages hydroélectriques en France (voir note 3.1). La transcription en cours de cet accord dans la législation française n'a pas de conséquences dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025.

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 netatif 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 arrêt, 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 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, EDF 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 EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, 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, 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 2060.
 - > 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.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Valeurs brutes (en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Augmentations		Diminutions		Montants cumulés au 31/12/2025
		Entrées ⁽¹⁾	Virements de poste à poste	Sorties ⁽¹⁾	Virements de poste à poste	
Terrains, constructions et agencements de terrains	13 073	-	288	(96)	-	13 265
Tranches de production nucléaire	73 559	-	4 407	(1 545)	-	76 421
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 962	-	404	(253)	-	14 113
Réseau du domaine propre	1 257	-	59	(1)	-	1 315
Autres immobilisations corporelles	1 901	-	148	(103)	-	1 946
Immobilisations corporelles du domaine propre	103 752	-	5 306	(1 998)	-	107 060
Terrains, constructions et agencements de terrains	11 103	-	164	(15)	-	11 252
Matériel et outillage industriel hors réseau	2 034	-	124	(24)	-	2 134
Réseau du domaine concédé	3 824	27	155	(20)	-	3 986
Autres immobilisations corporelles	27	-	-	-	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾	16 988	27	443	(59)	-	17 399
Immobilisations corporelles en cours ⁽³⁾	23 590	7 104	-	(111)	(5 720)	24 863
TOTAL VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ⁽⁴⁾	144 330	7 131	5 749	(2 168)	(5 720)	149 322

Amortissements cumulés (en millions d'euros)	Dotations sur éléments amortis selon le mode linéaire - unités d'œuvre		Virements de poste à poste	Liées aux cessions	Liées aux éléments mis hors service	Montants cumulés au 31/12/2025
	Montants cumulés au 31/12/2024					
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 828)	(347)	(1)	5	86	(9 085)
Tranches de production nucléaire	(45 514)	(3 763)	-	-	1 464	(47 813)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 522)	(426)	-	9	233	(10 706)
Réseau du domaine propre	(681)	(36)	(5)	-	1	(721)
Autres immobilisations corporelles	(1 365)	(137)	-	10	91	(1 401)
Immobilisations corporelles du domaine propre	(66 910)	(4 709)	(6)	24	1 875	(69 726)
Terrains, constructions et agencements de terrains	(7 361)	(166)	(1)	-	14	(7 414)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 173)	(35)	(12)	-	22	(1 197)
Réseau du domaine concédé	(1 636)	-	(106)	-	18	(1 724)
Autres immobilisations corporelles	(18)	(1)	1	-	-	(18)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	(10 087)	(202)	(118)	-	54	(10 353)
Immobilisations corporelles en cours	-	-	-	-	-	-
Total amortissements des immobilisations corporelles	(76 997)	(4 911)	(124)	24*	1 929	(80 079)
Total dépréciations des immobilisations corporelles	(4 132)	(507)		212		(4 427)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	63 201	7 338		(5 723)		64 816

* Voir ligne « Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées » au compte de résultat.

(1) La décomposition des entrées et des sorties d'immobilisations corporelles en application du nouveau règlement ANC n° 2022-06 est précisé dans le tableau joint ci-dessous.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(3) 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 2.12) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2025, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 163 millions d'euros. Les immobilisations corporelles en cours intègrent aussi, au 31 décembre 2025, des actifs associés à EPR2 pour 1 159 millions d'euros (375 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(4) Le montant des immobilisations corporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2025 est de 13 473 millions d'euros (soit 13 154 millions d'euros en immobilisations corporelles en cours et 319 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 Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 963 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 314 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2025, au titre des immobilisations corporelles mises en service, s'élève à 109 millions d'euros (94 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué sur la modification du calendrier du projet de Flamanville 3 et l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros, 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. Par ailleurs, le montant des immobilisations incorporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2025 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 2025 est de 13 532 millions d'euros (voir note 2.13).

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Décomposition des entrées et des sorties d'immobilisations corporelles en application du nouveau règlement ANC n° 2022-06 :

(en millions d'euros)	Entrées			Sorties	
	Acquisitions	Apports	Créations	Liées aux éléments cédés	Liées aux éléments mis hors service
Terrains, constructions et agencements de terrains	-	-	-	(5)	(91)
Tranches de production nucléaire	-	-	-	-	(1 545)
Matériel et outillage industriel hors réseau	-	-	-	(22)	(231)
Réseau du domaine propre	-	-	-	-	(1)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	(10)	(93)
Immobilisations corporelles du domaine propre	-	-	-	(37)	(1 961)
Terrains, constructions et agencements de terrains	-	-	-	-	(15)
Matériel et outillage industriel hors réseau	-	-	-	-	(24)
Réseau du domaine concédé	-	27	-	-	(20)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-
Immobilisations corporelles du domaine concédé	-	27	-	-	(59)
Immobilisations corporelles en cours	5 412	-	1 692		(111)
Total valeurs brutes des immobilisations corporelles	5 412	27	1 692	(37)*	(2 131)
TOTAL DES ENTRÉES ET SORTIES DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES		7 131			(2 168)

* Voir ligne « Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées » au compte de résultat.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 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.

Dans le cadre de la publication du décret sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie PPE3 du 12 février 2026, la perspective de fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et en 2028 par anticipation de leur 5^e visite décennale est désormais caduque. L'accélération du plan d'amortissement, qui avait été mis en œuvre en 2020 en lien avec ces dispositions de la précédente PPE, a donc été suspendue.

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 30 juin 2019.

À l'issue de la consultation du Comité social et économique central (CSEC) d'EDF du 27 mai 2025, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirme sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site. Cette décision annoncée le 28 mai 2025 par EDF a été prise à la suite de l'annonce faite en septembre 2024 de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse, les conditions technico-économiques de réalisation du projet n'étant pas réunies. Cette décision n'a pas d'impact significatif sur le plan d'amortissement en vigueur de la centrale du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre.

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 13 375 millions (13 532 millions d'euros brut (voir note 14 renvoi (4)), dont 372 millions d'euros mis en service, amortis à hauteur de 157 millions d'euros) et les coûts engagés dans le cadre du projet EPR2 pour une valeur nette comptable de 4 229 millions d'euros (voir note 13).

Sur l'exercice 2025, 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 7,1 % au 31 décembre 2025 (6,9 % au 31 décembre 2024).

S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. 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 14 renvoi (4)).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Concernant les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation, le dispositif appelé à remplacer l'ARENH à compter du 1^{er} janvier 2026 introduit un mécanisme de taxation des revenus du nucléaire, dont le produit sera directement reversé aux consommateurs sous la forme du « Versement nucléaire universel » (VNU). Cette taxation s'appliquera dès que les revenus dépasseront un premier seuil (la taxation sera de 50 % des revenus supérieurs au seuil). Au-delà d'un second seuil, dit « seuil d'écrêtement », la part supplémentaire des revenus sera taxée à 90 %. Les niveaux des seuils seront définis par arrêté ministériel pour des périodes triennales, sur la base du coût complet de production nucléaire établi par la CRE, avec une majoration tenant compte de la situation financière de l'entreprise et des investissements nécessaires pour les nouveaux actifs nucléaires.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel fixant les seuils pour la période 2026-2028, la valeur recouvrable a été estimée en retenant un seuil de taxation à 78 €/MWh et un seuil d'écrêtement à 110 €/MWh. L'évaluation au 31 décembre 2025 intègre également la reconduction de ce dispositif après 2028, sur la durée de vie résiduelle du parc nucléaire, avec des seuils établis par EDF sur la base de la vision prévisionnelle du coût complet de production nucléaire (tels qu'établis par la CRE, voir note 3.1).

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 de 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.

Depuis fin 2023, EDF propose également à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire) pour des durées de 10 ou 15 ans. Par ailleurs, EDF a élargi le périmètre des

acteurs éligibles à ces contrats (consommateurs > 7 GWh/an, fournisseurs et producteurs d'électricité) par l'intermédiaire d'un guichet de souscription dédié. Ce dispositif mettra à leur disposition un volume total de 1 800 MW d'électricité (soit environ 10,6 TWh pour un niveau de production annuel du parc historique de 360 TWh). La livraison d'énergie en France au titre de ces contrats a débuté au 1^{er} janvier 2026.

À fin 2025, la valeur recouvrable du test diminué par rapport à 2024 mais reste 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 hors PMT (Plan Moyen Terme) ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; effet de la fermeture anticipée des tranches sur le prix de marché, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 15 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 déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice, retraitée d'éléments de volatilité tels que les réserves de conversion et les gains et pertes sur les instruments de couverture pour les devises étrangères.

Cette valeur d'utilité est complétée le cas échéant de marges de valeurs positives « upsides » basées :

- soit sur des flux de trésorerie actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils 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 ;
- soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
- soit sur la base d'une valorisation boursière.

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, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme.

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.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 2025

15.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Augmentations		Diminutions		Montants cumulés au 31/12/2025
		Entrées	Virements	Sorties	Virements	
		Acquisitions	Provenant de l'actif circulant	Cessions	À destination de l'actif circulant	
Participations ⁽¹⁾	64 641	198	545	(2 071)	-	63 313
Créances rattachées à des participations	50	-	-	-	-	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	25 683	23 599	-	(19 835)	-	29 430
Autres titres immobilisés	86	-	-	(1)	-	85
Prêts ⁽³⁾	41 552	6 724	-	(1 070)	(26)	47 098
Autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	781	3	-	(3)	-	781
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	132 793	30 524	545	(22 980)	(26)	140 757
TOTAL DÉPRÉCIATIONS⁽⁵⁾	(15 286)	(647)			11 039	(4 894)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	117 507	30 422			(12 066)	135 863

(1) La diminution des participations est principalement liée à :

- la cession des titres Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France à Arabelle Solutions pour un prix de 519 millions d'euros. La valeur nette comptable de ces titres cédés était respectivement de 12 029 millions d'euros et (42) millions d'euros. Cette opération a entraîné une reprise de provisions de 1 530 millions d'euros (1 528 millions d'euros pour les titres Arabelle Solutions France et 2 millions d'euros concernant les titres Arabelle Electronics France (voir note 15.1 renvois (5)). Ces impacts sont comptabilisés au sein du résultat financier (voir note 10 renvois (5) et (8)).
- la prise de participation effectuée par EDF à l'augmentation de capital par incorporation de créances d'Arabelle Solutions pour 545 millions d'euros ;
- la prise de participation effectuée par EDF à l'augmentation de capital en numéraire de EDF Pulse Holding pour 70 millions d'euros ;
- des prises de participations effectuées par EDF Invest pour un montant global de 143 millions d'euros dans le cadre du déploiement et de la gestion du portefeuille d'actifs dédiés non cotés.

(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 10 renvoi (5)).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2025 est de 47 096 millions d'euros, et concerne principalement EDF International pour 27 796 millions d'euros dans le cadre du financement du projet HPC en Angleterre, EDF power solutions pour 9 297 millions d'euros, Enedis pour 5 615 millions d'euros, Dalkia pour 1 810 millions d'euros, et EDF Energy pour 1 562 millions d'euros.

(4) Les autres immobilisations financières incluent un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour 746 millions d'euros.

(5) Le montant des dépréciations comprend des dépréciations des participations pour (4 069) millions d'euros et des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés pour (825) millions d'euros.

Concernant les dépréciations des participations, la revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2025, conduit principalement à comptabiliser :

- une reprise de provision concernant les titres de participation EDF International à hauteur de 8 922 millions d'euros en 2025.

En 2025, l'appréciation de la valeur d'utilité des titres EDF International fait suite principalement à la réalisation d'une opération de restructuration au 31 décembre 2025, conduisant à ce que les entités EDF Holding, C3, EDEV et EDF Immo soient fusionnées au sein d'EDF International tenant compte d'une rétroactivité comptable et fiscale au 1^{er} janvier 2025. La valeur des actifs nets apportés dans le cadre de cette opération participe à l'appréciation de la valeur d'utilité des titres EDF International dans un contexte, par ailleurs, favorable d'amélioration des marges de valeur positives d'unités génératrices de trésorerie installées en France, en Italie et en Belgique.

À l'issue de cette opération de restructuration, EDF International porte désormais en complément de la détention historique de la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, les filiales et participations destinées au développement des métiers du groupe EDF en France anciennement détenues par EDF Développement Environnement (EDEE), EDF Investissement Groupe (filiale détenue à 100 % en charge du financement à moyen et long terme) précédemment porté par C3, EDF Trading (filiale détenue à 100 % assurant des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface sur les marchés de gros) précédemment porté par EDF Holding, ainsi que la Gérance Générale Foncière et Sofilo précédemment détenues à 100 % par EDF Immo. Au 31 décembre 2025, la valeur nette des titres EDF International s'élève à 44 867 millions d'euros.

Les titres de participation d'EDF International avaient fait l'objet de dépréciations successives comptabilisées sur les exercices allant de 2022 à 2024 pour un montant cumulé de (10 053) millions d'euros ((390) millions d'euros en 2024, (7 013) millions d'euros en 2023, (2 650) millions d'euros en 2022).

En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International à hauteur de (390) millions d'euros résultait 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 au Royaume-Uni par EDF Energy.

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International à hauteur de (7 013) millions d'euros faisait suite à l'annonce faite par le groupe EDF, le 29 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 à hauteur de (2 650) millions d'euros 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.

Au 1^{er} janvier 2025, EDF avait majoré la dépréciation des titres d'EDF International d'un montant complémentaire de (1 330) millions d'euros correspondant à la dépréciation comptabilisée par EDF SA au 31 décembre 2024 concernant les titres de participation EDF Développement Environnement (EDEE), entité confondue au 1^{er} janvier 2025 au sein d'EDF International (voir note 10 renvoi (8)). En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDEV à hauteur de (1 330) millions d'euros résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF power solutions, en raison des pertes de valeurs par la filiale sur différents projets à l'international :

- une reprise de provisions pour 1 530 millions d'euros à l'occasion de la cession des titres Arabelle Solutions France (1 528 millions d'euros) et Arabelle Electronics France (2 millions d'euros) à Arabelle Solutions (voir notes 10 renvois (5) et (8) et 15.1 renvoi (1)).

Concernant les dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés, la variation s'explique principalement par une reprise de provision à hauteur de 169 millions d'euros concernant un prêt accordé à une société mise en liquidation en 2025.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

15.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

en millions d'euros	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2025	Dépréciations 31/12/2025	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2025	% du capital détenu	Capitaux propres 2024	Prêts et avances consentis par la société et non encore remboursés en 2025	Dividendes encaissés par la société au cours de l'exercice	Chiffres d'affaires 2024	Résultat de l'exercice 2024	Devises
Filiales										
EDF International ⁽¹⁾	47 328	2 461	44 867	100	9 782	27 796	2 995	-	(440)	EUR
CTE ⁽²⁾	2 705	-	2 705	50,1	5 285	-	22	-	207	EUR
Arabelle Solutions ⁽³⁾	545	-	545	100	(6)	241	-	8	(6)	EUR
EDF Nam Theun Holding ⁽⁴⁾	437	93	344	100	422	-	60	-	62	EUR
Autres ⁽⁵⁾	5 495	1 320	4 175	100	4 060	-	328	190	(82)	EUR
Sociétés Holdings	56 510	3 874	52 636			28 037	3 405			
En France										
Enedis	2 700	-	2 700	100	5 685	5 615	448	16 912	661	EUR
Framatome	2 220	-	2 220	80,5	3 016	404	75	3 067	195	EUR
Dalkia	967	-	967	99,9	351	1 810	-	2 873	8	EUR
EDF Production Électrique Insulaire	560	-	560	100	1 429	254	112	1 323	194	EUR
Edvance	12	-	12	80	71	14	18	732	34	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	3	50	9	-	-	9	-	EUR
À l'étranger										
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKi)	3	-	3	50	76	49	-	14	2	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	-	-	-	50	8	-	-	4	-	CHF
Sociétés Industrielles et commerciales	6 479	14	6 465			8 146	653			
Autres (GIE EIFER)	130	125	5			-	-			
TOTAL FILIALES	63 119	4 013	59 106			36 183	4 058			

(1) EDF International a pour activité historique la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, Talshan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Brasil Holding, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.

À la suite de la fusion opérée avec EDF Développement Environnement (EDEV), EDF Holding, C3 et EDF Immo au 31 décembre 2025, EDF International est désormais aussi une holding des filiales et participations destinée au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (E2 solutions, E2 confort, EDF ENR), la mobilité électrique (E2VIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife), la production d'origine renouvelable (EDF power solutions, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg. EDF International détient également, à la suite de l'opération de fusion, 100 % d'EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros, et la Gérance Générale Foncière et SoFis.

Au 1^{er} janvier 2026, la société EDF International est renommée EDF Holding.

(2) CTE détient RTE à 100 %.

(3) EDF SA détient Arabelle Solutions, société à laquelle les participations Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France ont été cédées en 2025.

(4) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(5) 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 2025

15.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

en millions d'euros	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2025	Dépréciations 31/12/2025	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2025	% du capital détenu	Capitaux propres 2024	Prêts et avances consentis par la société et non encore remboursés en 2025	Dividendes encaissés par la société au cours de l'exercice	Chiffres d'affaires 2024	Résultat de l'exercice 2024	Devises
Report Total Filiales	63 119	4 013	59 106	-	-	36 183	4 058	-	-	
Participations										
dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %										
Trimet France	130	-	130	35	447	-	8	479	24	EUR
Dalkia Investissements	63	56	7	50	18	24	1	-	3	EUR
Total	193	56	137			24	9			
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %										
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	122	-	1	-	6	CHF
Total	1	-	1			-	1			
Total Participations	194	56	138			24	10			
TOTAL DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	63 313	4 069	59 244			36 207	4 068			

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

15.4 Relations entre EDF et ses entités liées

(en millions d'euros)	Créances d'EDF		Dettes d'EDF		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)	
	Prêts	Créances d'exploitation ⁽¹⁾	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation ⁽²⁾		Dividendes	Dividendes
Sociétés							
EDF Investissement Groupe	-	-	-	-	(6)	10	-
EDF UK Ltd EUR	-	-	-	-	(298)	573	-
CTE	-	228	-	148	-	-	22
EDF Nam Theun Holding	-	-	-	-	-	-	60
Autres Entités actifs dédiés	-	-	-	-	-	-	326
Framatome	404	330	-	646	(12)	11	75
EDF Energy	1 562	106	-	120	-	107	-
EDF power solutions	9 297	-	-	-	(22)	308	-
EDF International	27 796	-	-	-	(376)	1 173	2 995
EDF Trading	-	1 606	-	10 444	-	32	-
Enedis	5 615	160	-	1 385	-	140	448
Dalkia France	1 810	-	-	128	-	70	-
EDF R&I	254	-	-	150	-	7	112
Edvance	14	65	-	126	-	-	18
Arabelle Solutions	241	-	-	70	-	13	-
Group Support Services	-	87	-	-	-	-	1
Shema	12	-	-	-	-	-	-
Dalkia Invest.	24	-	-	-	-	-	-
Cyclife	24	-	-	64	-	1	-
Sofilo	43	-	-	-	-	1	-
EDF Belgium	-	-	-	175	-	-	-
Autres Entités EDF	-	-	-	-	-	-	22
Comptes courants ⁽³⁾	-	-	-	1 301	-	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales ⁽⁴⁾	-	-	6 502	-	(262)	-	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽⁴⁾	-	-	20 626	-	(567)	-	-
Convention d'intégration fiscale	-	-	-	2 609	-	-	-
TOTAL PRODUITS ET INTÉRÊTS CONCERNANT LES ENTITÉS LIÉES ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(1 543)	2 446	4 080

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont Sofilo pour 662 millions d'euros, Enedis pour 344 millions d'euros, EDF Production Électrique Insulaire pour 154 millions d'euros et Edvance pour 83 millions d'euros.

(3) Dont EDF Energy pour 4 084 millions d'euros, Framatome pour 1 290 millions d'euros, Enedis pour 755 millions d'euros et GGF pour 133 millions d'euros.

(4) Dont EDF International pour 7 371 millions d'euros, EDF Energy pour 4 966 millions d'euros, EDF Trading pour 3 999 millions d'euros, Edison pour 1 503 millions d'euros. La position d'EDF International intègre les comptes courants d'EDF Holding, EDEV, C3 et EDF Immo à la suite de l'opération de fusion survenue en 2025 (voir note 15.1 renvoi 5).

(5) Cf. tableau du compte de résultat (renvois (2) et (3)).

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

15.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
(en millions d'euros)						
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	25 683	24 869	31 389	29 430	28 605	33 211

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2025, 28 605 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 22.2.16.5).

La valeur nette des TIAP actifs dédiés en 2025 inclut un montant de 926 millions d'euros de prêts de titres sans équivalent en 2024. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 25 renvoi (3)) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 22.2.16.5 renvoi (3)).

Note 16 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 D594-1 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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 n° 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 :

- 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.

(en millions d'euros)	31/12/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes
Matières premières et autres approvisionnements :						
• Combustible nucléaire ⁽¹⁾	10 717	(72)	10 645	10 198	(3)	10 195
• Autres matières premières ⁽²⁾	312	(182)	130	429	(243)	186
• Autres approvisionnements	1 406	(319)	1 087	1 843	(316)	1 527
En-cours de production	1 086	-	1 086	1 191	-	1 191
TOTAL STOCKS	13 521	(573)	12 948	13 661	(562)	13 099

(1) Ce poste intègre la comptabilisation en 2025 d'une dépréciation du stock de combustible à hauteur de 69 millions d'euros dans le cadre de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 2.1.1).

(2) Ce poste intègre la comptabilisation d'une reprise de dépréciation du stock de charbon à hauteur de 63 millions d'euros en 2025, résultant de l'évolution favorable des conditions de marché et de la réalisation des ventes futures, conduisant à l'appréciation de la valeur nette réalisable du stock de charbon désormais valorisé à hauteur de 22 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les valeurs brutes des stocks se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
	Valeurs brutes	Valeurs brutes
Matières premières et autres approvisionnements :		
• Combustible nucléaire	10 717	10 198
• Autres matières premières	312	429
• Autres approvisionnements	1 406	1 843
En-cours de production	1 086	1 191
TOTAL STOCKS (VALEURS BRUTES)	13 521	13 661

(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 sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Les dépréciations des stocks se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025 Dépréciations	31/12/2024 Dépréciations	Méthode utilisée pour le calcul de la dépréciation
Matières premières et autres approvisionnements :			
• Combustible nucléaire	(72)	(3)	Valeur d'usage
• Autres matières premières	(182)	(243)	Valeur d'usage/valeur vénale
• Autres approvisionnements	(319)	(316)	Valeur vénale
En-cours de production	-	-	
TOTAL STOCKS (DÉPRÉCIATIONS)	(573)	(562)	

Il n'y a pas de coûts d'emprunts incorporés dans le coût d'acquisition ou de production des stocks et en-cours.

Note 17 État des échéances des créances à la clôture de l'exercice

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.

(en millions d'euros)	Échéance à un an au plus	Échéance à plus d'un an	Montants bruts au 31/12/2025
Créances rattachées à des participations	1	49	50
Prêts	12 784	34 314	47 098
Autres immobilisations financières	750	31	781
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	13 535⁽¹⁾	34 394⁽²⁾	47 929
Créances Clients et Comptes rattachés :			
Factures établies	3 198	-	3 198
Factures à établir ⁽³⁾	7 816	-	7 816
Autres créances d'exploitation ⁽⁴⁾	8 467	352	8 819
CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	19 481	352	19 833
Charges constatées d'avance	382	569	951
TOTAL DES ÉCHÉANCES DES CRÉANCES	33 398	35 315	68 713

(1) Dont 6,3 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 5,8 milliards d'euros à EDF power solutions 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 215 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 5,3 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 3,5 milliards d'euros à EDF power solutions correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 1,6 milliard d'euros à Dalkia correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit et 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts.

(3) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2025.

(4) En 2025, elles comprennent 3 710 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (3 431 millions d'euros en 2024). Au 31 décembre 2025, les autres créances d'exploitation comprennent également une créance de 4 295 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 792 millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dernière inclut la compensation attendue de la part de l'État résultant des effets induits du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 relative aux obligations d'achat (voir notes 4, 6 et 24 renvoi (2)).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève à 11 752 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 2025, en provenance de l'État, s'établissent à 8 236 millions d'euros. Ce montant inclut le solde du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 668 millions d'euros et la compensation au titre de l'année 2025 pour 7 568 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, EDF constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 295 millions d'euros (792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 18 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 ».

En millions d'euros	31/12/2025	31/12/2024	Variation
OPCVM	957	1 156	(199)
TCN court terme en euros et en devises ⁽¹⁾	1 059	1 323	(264)
Titres reçus en garantie ⁽²⁾	134	345	(211)
Obligations	17 695	11 436	6 259
Titres juniors reçus en garantie	2 002	2 013	(11)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	191	113	78
Total valeur brute ⁽³⁾	22 038	16 386	5 652
Dépréciations	(312)	(265)	(47)
TOTAL VALEUR NETTE	21 726	16 121	5 605

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2025 comme au 31 décembre 2024 (voir note 22.1.6.5).

(2) Ils comprennent 134 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 25 renvoi (4)).

(3) L'augmentation de l'encours des obligations s'inscrit dans une stratégie permettant de bénéficier des conditions de rémunération de marchés les plus favorables.

6.

Note 19 Écarts de conversion et différences d'évaluation - 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. 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.

Pour tous les instruments financiers à terme, qualifiés ou non de couverture, les appels de marge sont comptabilisés sous une rubrique « Différences d'évaluation sur instruments financiers à terme-Actif » en cas de versement au titre des pertes latentes sur les dérivés et sous une rubrique « Différence d'évaluation sur instruments financiers à terme-Passif » en cas de réception au titre des gains latents sur les dérivés (voir note 26).

Les écarts de conversion et différences d'évaluation-actif présentent au 31 décembre 2025 une perte de change de 1 754 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 608 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 127 millions d'euros au 31 décembre 2024) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2025 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour 221 millions d'euros (236 millions d'euros au 31 décembre 2024). 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, 2024 et 2025) 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 2025 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2024) :

- aux positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres pour 925 millions d'euros au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres étaient présentées à l'actif du bilan au sein de la ligne « Instruments financiers à terme et jetons détenus » pour un montant de 160 millions d'euros.

Retraite des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour 221 millions d'euros, par des swaps de change en couverture des titres actifs dédiés pour 246 millions d'euros, et par les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres pour 925 millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 362 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 22.1 renvoi (1)).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 20 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 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	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	56	(134)	(77)
Situation au 31 décembre 2024	2 084	27 943	(14 751)	9 865	265	5 502	30 908
Affectation du résultat 2024	-	-	9 865	(9 865)	-	-	-
Résultat 2025	-	(4 886)	4 886	19 558	-	-	19 558
Distribution de dividendes	-	(2 000)	-	-	-	-	(2 000)
Autres variations	-	2	-	-	90	(102)	(10)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2025	2 084	21 059	-	19 558	355	5 400	48 456

20.1 Capital social

Au 31 décembre 2025, 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.

20.2 Distributions de l'émetteur

L'Assemblée générale des actionnaires s'est tenue le 5 mai 2025.

Distribution de dividendes

Aucune distribution de dividendes n'a été réalisée en 2025 au titre de l'exercice 2024.

Autres distributions

Le 21 mai 2025, EDF a distribué à l'État français, actionnaire unique, un montant de 2 milliards d'euros imputés sur les primes liées au capital social.

Note 21 Autres fonds propres

Les autres fonds propres concernent les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF (voir note 21.1) présentant un solde de 9 936 millions d'euros au 31 décembre 2025 (10 188 millions d'euros au 31 décembre 2024) ainsi que les passifs

spécifiques des concessions (voir note 21.2) présentant un solde de 2 673 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 592 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1 Fonds non remboursables - Titres subordonnés à durée indéterminée

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 2025, les autres fonds propres présentent un solde de 9 936 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2014 valorisés pour 857 millions d'euros (contre-valeur euro de la souche initiale de 750 millions de livres sterling). Par ailleurs, il est intervenu la réalisation d'un rachat partiel de 218,5 millions d'euros le 9 octobre 2025 concernant une souche initiale de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014 ayant déjà fait l'objet d'un 1^{er} rachat partiel de 498,7 millions d'euros intervenu en septembre 2024. Considérant le caractère certain du remboursement au 22 janvier

2026 du montant résiduel de la souche soit 282,8 millions d'euros, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2025 ce montant des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » (voir notes 2.2.11 et 2.5 renvoi [4]) ;

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 2019 valorisés pour 499 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour 2 093 millions d'euros ;

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour 1 246 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour 1 000 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour 1 277 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2024 valorisés pour 1 721 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2025 valorisés pour 1 243 millions d'euros (1 250 millions euros (voir note 2.2.10) déduction faite d'une prime d'émission de (7) millions d'euros).

Le 9 octobre 2025, EDF a procédé à un rachat partiel à hauteur de 469,1 millions de livres sterling (contre-valeur euro de 539 millions d'euros) concernant la valeur nominale résiduelle restante de titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 pour un montant initial

de 1 250 millions de livres sterling ayant déjà fait l'objet d'un 7^e rachat partiel de 621,3 millions de livres sterling intervenu en septembre 2024. Considérant le caractère certain du remboursement au 29 janvier 2026 du montant de la souche résiduelle soit 159,6 millions de livres sterling, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2025 ce montant des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » pour une contre-valeur euro de 182,9 millions d'euros (voir notes 2.2.11 et 25 renvoi (4)). Tenant compte de ces opérations, il ne reste donc plus de titres subordonnés à durée indéterminée, émis par EDF en janvier 2013.

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 474 millions d'euros au 31 décembre 2025 (493 millions d'euros au 31 décembre 2024). Cette charge est comptabilisée en « Charges sur dettes financières long terme après couverture ».

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
01/2014	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 %
10/2025	1 250	EUR	5,5 ans	4,38 %

* Date de réception des fonds.

6.

21.2 Droits du concédant – 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.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Contre-valeur des biens	174	161
Écarts de réévaluation	666	668
Amortissement de caducité	632	554
Concessions d'énergie hydraulique	1 472	1 403
Contre-valeur des biens	2 363	2 294
Financement du concessionnaire non amorti	(1 587)	(1 515)
Amortissement du financement du concédant	418	404
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	7	6
Concessions de distribution publique*	1 201	1 189
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 673	2 592

* Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 22 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Notes	Dotations			Reprises			Autres mouvements	31/12/2025
		31/12/2024	Exploitation	Financières	Exceptionnel	Utilisées	Non utilisées		
Provisions pour risques	22.1	1 205	337	85	-	(226)	(387)	-	1 014
Provisions liées à la production nucléaire	22.2.1	53 821	874	1 902	-	(1 767)	(52)	(434)	54 344
Provisions pour déconstruction (hors installations nucléaires)	22.2.2	1 133	328	65	-	(59)	-	-	1 467
Provisions pour avantages du personnel	22.2.3	12 729	477	846	-	(849)	(410)	-	12 793
Provisions pour autres charges	22.2.4	721	71	1	-	(142)	(116)	(2)	533
Provisions pour charges	22.2	68 404	1 750	2 814	-	(2 817)	(578)	(436)	69 137
TOTAL	22	69 609	2 087	2 899	-	(3 043)	(965)	(436)	70 151

22.1 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 dont 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 d'opérations similaires, sur la base d'avant-projets, d'études et de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux : elles concernent notamment le contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG (activités gazières GNL). 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 litiges ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

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 :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements	31/12/2025
	31/12/2024	Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées		
Provisions pour pertes de change ⁽¹⁾	413	-	65	(116)	-	-	362
Provisions pour contrats déficitaires ⁽²⁾	466	167	20	(17)	(352)	-	284
Autres provisions pour risques	326	170	-	(93)	(35)	-	368
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	1 205	337	85	(226)	(387)	-	1 014

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 362 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 19) concernent principalement les emprunts obligataires après couvertures pour 361 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de (51) millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 10 renvoi (8)).

(2) La dotation sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 172 millions d'euros (dont 167 millions d'euros en exploitation) concerne un contrat long terme d'achat de GNL. Au cours de l'exercice 2025, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal Dunkerque LNG à la suite de la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de (349) millions d'euros.

22.2 Provisions pour charges

22.2.1 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 d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés 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 ;

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

- 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 22.2.16).

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 1.2.2.

Les éléments d'incertitudes identifiés fin 2024 ont connu des évolutions sur l'exercice 2025. En particulier, la provision précédemment constituée relative aux nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage d'Orano) est confortée par les nouvelles informations à disposition d'EDF en 2025 (voir note 22.2.11). Concernant Cigéo, au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024 (voir note 22.2.12).

S'agissant du plan d'actions démarré en 2025 permettant d'estimer l'impact éventuel du traitement des matières dangereuses (amiante, plomb, ...) sur la déconstruction et le traitement des déchets, notamment concernant les peintures amiantées à la suite des évolutions réglementaires récentes, celui-ci a conduit à des réestimations pour les chantiers de déconstruction des installations arrêtées (voir note 22.2.13) mais reste en cours de réalisation pour ce qui concerne le devis de démantèlement des installations en exploitation à la clôture de l'exercice.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

en millions d'euros	Dotations		Reprises			Autres mouvements ^{(1) (2)}	31/12/2025
	31/12/2024	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Utilisées	Non utilisées		
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	560	647	(1 202)	-	(5)	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation	4 496	65	137	(31)	-	1	4 668
dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 238	-	61	(44)	-	-	1 255
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	29	341	(281)	(52)	(85)	14 108
Provisions pour aval du cycle nucléaire	31 605	589	988	(1 483)	(52)	(90)	31 557
dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	30 367	589	927	(1 439)	(52)	(90)	30 302
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 238	-	61	(44)	-	-	1 255
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	285	778	(284)	-	(362)	19 638
Provisions pour derniers cœurs	2 995	-	136	-	-	18	3 149
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	22 216	285	914	(284)	-	(344)	22 787
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	53 821	874	1 902	(1 767)	(52)	(434)	54 344
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	52 583	874	1 841	(1 723)	(52)	(434)	53 089
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 238	-	61	(44)	-	-	1 255

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

(1) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par :

- une baisse des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs du fait de la reprise sur la faculté d'accompagnement de Cigéo pour (320) millions d'euros (voir note 22.2.12) compensée en partie par une augmentation du coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville pour 118 millions d'euros (voir note 22.2.12) et par une hausse relative à la réestimation du coût de transport et de préparation des générateurs de vapeur à la suite du retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim pour 117 millions d'euros (voir note 22.2.12) ;
- une hausse des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 265 millions d'euros liée notamment à des réestimations de coût de traitement des matières dangereuses dans le cadre du plan d'actions lancé en 2024 et à des révisions de devis liées à l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révision de planning (voir note 22.2.13).

(2) Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 22.2.15) diminuant les provisions de (984) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Charges d'actualisation » pour un montant de (518) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 10 renvoi (6)) et en « Autres mouvements » pour un montant de (466) 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 déactualisation pour 2 417 millions d'euros comptabilisée en compte de résultat (voir note 10 renvoi (6)).

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF 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.

22.2.1.1 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 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'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040. Ces contrats – qui peuvent faire l'objet d'avenants – contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le contrat d'application actuellement en vigueur porte sur la période 2024-2026. La négociation sur le contrat d'application qui couvrira la période suivante a débuté en 2025. Aucune conséquence de cette négociation sur la portée des engagements financiers du Groupe ni sur la provision ne peut en être déduite à ce stade des discussions.

Entreposage des combustibles usés

L'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle par deux aspects :

- la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF ;
- 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), l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville (RNR usés) dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Le Conseil de Politique Nudésine (CPN) du 26 février 2024 a confirmé 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. En conséquence, le scénario industriel a évolué au 30 juin 2024 pour tenir compte d'un report du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme avec la mise en œuvre des parades (densification de l'entreposage de La Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction. Ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du bassin envisagé jusqu'alors pour gérer le risque de saturation 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, pour un impact global de 3 301 millions d'euros.

Sagissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur « ADF ») est en cours. 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 (ADEQ), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

En 2025, concernant le projet ADEC, la DGEC a signifié à EDF et Orano par courrier en date du 10 mars 2025 qu'elle « n'émet pas d'objection au projet industriel proposé ». Par ailleurs, le CPN du 17 mars 2025 a indiqué que « le financement sera principalement porté par EDF ».

Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à un horizon de fin 2026.

Recyclage de l'Uranium de retraitement

La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2019, avec le chargement des premiers assemblages en 2023, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, d'autres réacteurs de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. La provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 469 millions d'euros) correspond au coût d'entreposage des matières qui ne pourront pas être utilisées au-delà de la durée de fonctionnement des centrales conformément à la durée d'amortissement retenue en comptabilité.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion de combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, EDF reste en attente de la lettre de suite qui sera émise par la DGEC, commanditaire de cet audit.

22.2.1.2 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), le combustible de Creys-Malville (RNR) et celui de Brennilis (eau lourde) ;
- 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 coûts 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	31/12/2025	31/12/2024
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREN - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soullaines (ANDRA)	3 565	3 310
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude (ANDRA)	366	371
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo/ Installation conditionnement - Entreposage ICEDA)	10 177	10 475
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 108	14 156

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 Soullaines, 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 ;
- du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre, créée le 27 novembre 2025, pour le traitement (découpe, tri et fusion) des métaux très faiblement actifs (dont ceux des générateurs de vapeur) dans l'installation Technocentre, entre 2032 et 2072, avant valorisation de ces métaux et stockage des déchets finaux dans les centres de l'ANDRA. En effet, à la suite du débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et porté par EDF, qui s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet de développement de l'installation Technocentre sur le site de Fessenheim, installation qui prévoit d'être mise en service en 2032 et exploitée par la filiale Cyclife Technocentre ;

- de l'évaluation des autres dépenses prévues de développement de filières de traitement préalable.

Au 30 juin 2025, le coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville a été réévalué avec un impact de 118 millions sur la provision pour gestion des déchets TFA. Ce gisement est issu du traitement en tant que déchet du sodium contenu dans les circuits primaires et secondaires du réacteur de Creys-Malville.

Par ailleurs, le coût de transport des générateurs de vapeur a été réestimé à la suite du retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim ce qui a conduit à augmenter la provision de 117 millions d'euros à l'échelle du parc (de l'ordre de 300 générateurs de vapeur pour le parc REP en exploitation).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction 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 à faible profondeur.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, premier réacteur UNGG démantelé qui sera extrait à l'horizon 2045, est celui d'un stockage dans le centre de surface existant (CSA). Un risque a par ailleurs été provisionné au titre de l'éventualité de devoir construire sur le site un entreposage temporaire du graphite de Chinon A2.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite des autres réacteurs est celui d'un stockage direct dans un centre de stockage dédié à faible profondeur.

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.

Pour autant, fin 2024, EDF a intégré dans ses comptes une actualisation de la provision pour prendre en compte des éléments qui n'étaient pas intégrés dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation a généré une augmentation de la provision de 823 millions d'euros.

En application de l'arrêté de chiffrage du 15 janvier 2016, il est prévu que le coût du projet Cigéo soit 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'ASNR.

Ainsi, le 12 mai 2025, l'ANDRA a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo. Il s'agit de la première étape du processus permettant d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence associé serait également révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée en 2050 pour les colis MAVL (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent), les colis HA étant attendus pour 2080 comme auparavant.

Les éléments communiqués par l'ANDRA sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés.

Au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024.

Un réexamen du montant de la provision sera conduit à l'issue de la publication de l'arrêté coût.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL s'élèvent à un montant total de 9 175 millions d'euros. Elles intègrent 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.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). À fin 2025, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Arrêté portant sur le tarif d'accompagnement du projet Cigéo

Concernant la fiscalité d'accompagnement de Cigéo, l'arrêté qui complète l'article 18 de la loi de finances 2025 a été publié le 24 décembre 2025 et consacre désormais le caractère autonome et pérenne que l'État donne au tarif d'accompagnement, précédemment provisionné dans les coûts du projet. Le lien entre ce tarif et l'obligation de gestion à long terme des déchets radioactifs n'étant désormais plus établi, EDF a procédé à un changement d'estimation comptable et a appliqué prospectivement les effets de ce changement dans ses comptes au 31 décembre 2025, conduisant à une reprise de l'intégralité de la provision enregistrée

à ce titre pour un montant de 320 millions d'euros. Le paiement annuel de ces taxes d'accompagnement sera donc désormais comptabilisé comme une charge de la période.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL intègre également le conditionnement et l'entreposage des déchets MAVL, principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), dans l'attente de leur expédition à Cigéo, pour un montant en provision de 1 002 millions d'euros.

22.2.1.3 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 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). Les sites seront remis en état conformément au Guide n° 24 de l'ASNR 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 et Fessenheim).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASNR et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement. La publication du décret de démantèlement est attendue en mars 2026.

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 en revanche d'un retour d'expérience (essentiellement américain car, en Europe, la plupart des réacteurs définitivement arrêtés n'ont pas achevé le démantèlement de leur circuit primaire). Concernant Chooz A, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne et de présenter une contamination radiologique sensiblement différente du parc REP en exploitation, 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 transposable acquis sur le REP de Chooz) et les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires à leur démantèlement, ont permis à compter de fin 2021 d'établir un chiffrage détaillé de référence pour l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième et troisième 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 sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2025
	31/12/2024	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Utilisées ⁽¹⁾	Non utilisées			
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	-	608	(10)	-	(362)		13 746
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	285	170	(274)	-	-		5 892
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	19 221	285	778	(284)	-	(362)		19 638

(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 2025.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2025 pour les provisions adossées à des actifs (voir note 22.2.1.5) pour (306) millions d'euros.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW, N4 et l'European Pressurised Reactor (EPR) de Flamanville 3)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation ainsi que Flamanville 3. S'agissant des 56 tranches des paliers 900, 1 300 et 1 450 MW (donc hors Flamanville 3), le devis de démantèlement retenu comme base d'évaluation repose sur une analyse de l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement sur site des déchets pour démanteler une paire de réacteurs du palier 900 MW. Ce devis de référence est extrapolé aux têtes de série des paliers 1 300 MW et 1 450 MW en tenant compte des différences de taille et de configuration des installations. Le devis pour l'ensemble du parc valorise également des effets de série et de mutualisation permis par l'homogénéité technique des réacteurs. 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 de pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

L'amplitude des effets de série (réductions de coûts sur les réacteurs suivant la tête de série d'un même palier) dépend de la nature des activités :

- la plupart des études réalisées sur la tête de série d'un palier est reprise pour les réacteurs suivants avec des adaptations mineures ;
- les outillages spécifiques sont réutilisés sur plusieurs chantiers successifs ;
- le retour d'expérience acquis sur les premiers chantiers est directement exploitable pour réduire les risques et optimiser les chantiers similaires suivants.

Les effets de mutualisation désignent les synergies entre les différentes tranches présentes sur un même site. Ils représentent :

- le fait que certains bâtiments industriels et tertiaires sont communs à tous les réacteurs d'un même site et ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certaines coûts de fonctionnement, surveillance, maintenance et exploitation ne sont pas proportionnels, voire quasi-indépendants du nombre de réacteurs présents sur un même site.

Des effets de mutualisation entre Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3 ont été intégrés.

Ces effets de mutualisation expliquent que le démantèlement de plusieurs réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de réacteurs isolés sur des 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 représentent respectivement 9 % et 7 % du montant du devis du parc REP en exploitation calculé sans ces effets. 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).

A contrario, les estimations de coûts n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGE, et rendu public en janvier 2016, 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 une couverture des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur toutes les hypothèses du devis : sur les coûts bruts estimés, mais également sur la durée du planning, sur les effets de série, de mutualisation, et les coefficients de transposition ;
- intégration de risques : événements identifiables dont l'occurrence n'est qu'éventuelle. La cotation financière de ces risques tient compte des coûts directement induits par leur réalisation et également des coûts induits par l'allongement de la durée totale du projet.

La marge globale pour risques et incertitudes est ainsi de 18,7 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation hors Flamanville 3 (33,4 % 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 s'attache à conforter 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.

En 2025, sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros₂₀₂₅) s'élève à environ 0,70 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,43 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet, hors Flamanville 3, en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

En 2025, une simplification du modèle de calcul des effets de mutualisation conduit à une diminution de la provision pour déconstruction des centrales en exploitation pour incertitudes planning à hauteur de 58 millions d'euros.

À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, un plan d'action est en cours pour collecter les informations disponibles dans le système d'information et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prend en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.

S'agissant de 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 a conduit, dans les états financiers consolidés du Groupe, à la comptabilisation de provisions relatives à Flamanville 3. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW, à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans). Cette provision s'élève à 230 millions d'euros dans les comptes au 31 décembre 2025.

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 font l'objet d'une réévaluation annuelle.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré des coeurs des réacteurs ;
- 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, conformément aux décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020.

Pour mémoire, un audit externe commandité par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGECL) publié en 2021 sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (Installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) souligne « 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 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.

Conformément aux recommandations de cet audit, 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 », ont été introduits afin de conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages.

Les devis des centrales définitivement arrêtées prennent également en compte des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie et le risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage).

6.

Au 31 décembre 2025, 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	342	299
Réacteur à eau pressurisée - Fessenheim*	1 177	996
Réacteur Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 481	3 302
Réacteur à eau lourde - Brennilis	548	470
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys Malville	714	621

* 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 1,3 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 implique des découpes avec des moyens téléopérés sans visuel direct plus complexes que sur le REP 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 7,8 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 2,4 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).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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) ;
- 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.

Évolutions 2025

Le lancement en 2024 du plan d'actions relatif au coût du traitement des matières dangereuses a conduit, en 2025, à prendre en compte l'état des lieux détaillé de présence d'amiante, de plomb et d'éventuelles autres matières dangereuses, par site, pour estimer une enveloppe globale de surcoûts à la fois pour la part travaux (coûts de désamiantage pour le retrait des matériaux et revêtement de génie civil concernés et pour les activités de démolition), pour la part exploitation et ingénierie (ressources supplémentaires, formation, adaptation des locaux...) et pour la part de traitement des déchets. Cette estimation a été probabilisée pour tenir compte d'un risque de réalisation effective de ces surcoûts. Cela a conduit à une augmentation de la provision à hauteur de 44 millions d'euros.

Sur l'exercice 2025, plusieurs révisions de devis ont été prises en compte du fait de l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révisions de plannings. Ces révisions ont notamment conduit à (i) une augmentation du coût de déconstruction de la centrale de Brennilis à la suite de la prise en compte de surcoûts pour le démantèlement du bloc réacteur pour 90 millions d'euros, et (ii) une augmentation des coûts de déconstruction de la centrale de Chinon à la suite d'ajustements des coûts d'exploitation et une augmentation des coûts de développement du démonstrateur industriel pour un montant total de 54 millions d'euros.

22.2.1.4 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.

Depuis 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant relatif au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

En 2025, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 154 millions d'euros dont 67 millions d'euros en lien avec l'évolution du coût du combustible.

22.2.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

22.2.1.5.1 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 AA 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 3,19 % pour 2025. 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 2025 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,1 % ; 4,3 %] [2,3 % ; 3,6 %] à fin 2024 pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,5 % ; 4,3 %] [3,4 % ; 3,6 %] à fin 2024 pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,19 % (3,22 % à fin 2024) 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 AA à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste. Compte tenu de l'augmentation récente du nombre d'obligations d'entreprises de notation AA, la référence aux spreads de ces obligations a été substituée à la référence aux spreads d'obligations d'entreprises de notation A. La référence aux spreads des obligations d'entreprises de notation BBB est maintenue compte tenu du fait que ces obligations 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 %).

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT en 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (1,9 % au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

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).

22.2.1.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond prévu par la réglementation. 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. Ce plafond s'établit à 2,69 % au 31 décembre 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024), supérieur au taux réel retenu (2,65 % avec une précision de deux décimales) ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,1 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2025, supérieur au taux d'actualisation nominal retenu de 4,5 %.

22.2.1.5.3 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 (en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	25 272	16 194	24 849	16 211
Dont non liée au cycle d'exploitation	8 464	4 668	7 794	4 496
Gestion à long terme des déchets radioactifs	41 468	14 108	40 405	14 156
Aval du cycle nucléaire	66 740	30 302	65 254	30 367
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 502	13 746	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 606	5 892	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 301	3 149	5 167	2 995
Déconstruction et derniers cœurs	40 409	22 787	39 634	22 216
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		53 089		52 583

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	2025		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans*	Total
Gestion des combustibles usés	11 639	13 633	25 272
Dont non liée au cycle d'exploitation	2 077	6 387	8 464
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 629	34 839	41 468
Aval du cycle nucléaire	18 268	48 472	66 740
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	831	24 671	25 502
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 177	5 429	9 606
Derniers cœurs	1 418	3 883	5 301
Déconstruction et derniers cœurs	6 426	33 983	40 409

* 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 44 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 41 % et à 93 % pour la déconstruction.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
31/12/2025					
Aval du cycle nucléaire					
• gestion des combustibles usés	17 449	(325)	344	281	(297)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	(691)	770	524	(591)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 746	(571)	602		
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 892	(161)	171	161	(171)
• derniers cœurs	3 149	(94)	99		(10)
TOTAL	54 344	(1 842)	1 986	966	(1 069)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>39 049</i>	<i>(1 611)</i>	<i>1 745</i>	<i>828</i>	<i>(920)</i>

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 (938)/974 millions d'euros dont 494/(520) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

22.2.1.6 Actifs dédiés

22.2.1.6.1 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.

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.

22.2.1.6.2 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 19 juin 2025, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 32 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 38 % 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 2025, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 11 230 millions d'euros, dont 9 842 millions d'euros d'actifs de rendement.

22.2.1.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 22.2.16.2).

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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).

22.2.1.6.4 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.

22.2.1.6.5 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 2025 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025		31/12/2024	
		Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		7 649	9 842	7 585	9 485
Titres de participation (dont CTE) ⁽¹⁾	15.2	7 019	9 211	7 100	8 993
Fonds non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	15.5	628	629	496	503
Instruments financiers à terme (Dérivés)		2	2	(11)	(11)
Actifs de croissance		9 793	14 916	10 482	16 633
Actions - Parts d'OPC	15.5	9 087	14 184	9 783	15 995
Fonds actions non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	15.5	710	710	698	699
Instruments financiers à terme (Dérivés)		(4)	22	1	(61)
Actifs de taux		17 281	17 710	13 908	14 202
Obligations ⁽³⁾	15.5	14 175	14 221	12 878	13 172
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	15.5	250	250	255	260
Portefeuille de Trésorerie ⁽³⁾	15.5	2 401	2 789	364	365
Fonds de dette senior non cotés (EDF Invest) ⁽²⁾	15.5	428	428	395	395
Instruments financiers à terme (Dérivés)		27	22	16	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS ⁽⁴⁾		34 723	42 468	31 975	40 320

- (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 2 016 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 844 millions d'euros au 31 décembre 2024) pour une valeur de réalisation de 2 017 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 857 millions d'euros au 31 décembre 2024).
- (3) Dans ce tableau, la valeur nette des TAP actifs dédiés en 2025 (voir note 15.5) est présentée après déduction de 926 millions d'euros de dette financière (comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres) qui ont été réinvesties en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie, et ce sans équivalent en 2024 (voir note 25 renvoi (3)).
- (4) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2025 ainsi qu'au 31 décembre 2024.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

22.2.1.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 %. 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 2025.

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, Madriela Red de Gas (MRG), Géosel, Orange Concessions, Optimus Tower, Sinal (ex-Norlys Fibernet), 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, Parcolog Invest, Encore+Bergère).

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 104,7 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 668	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	19 221
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	635	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	39 049	38 507
VALEUR DE RÉALISATION DES ACTIFS DEDIEÉS	42 468	40 320
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	108,8 %	104,7 %

22.2.1.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice

En 2025, la performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 6,8 %.

En dépit de l'impact défavorable des parités EUR/USD et EUR/GBP sur le portefeuille, la performance des actifs de rendement atteint 5,5 % en 2025, en progression par rapport à 2024 (4,6 %), avec des performances positives sur l'ensemble des classes d'actifs.

Les actifs de croissance (essentiellement composés d'actions cotées) ont progressé de 11,5 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. La volatilité a aussi été alimentée par le questionnement des investisseurs sur la rentabilité des investissements dans l'intelligence artificielle, et sur une éventuelle bulle de valorisation. Le dollar américain a été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les actifs de taux (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 2,9 %. Les obligations cotées ont été assez volatiles, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,1 % au 31 décembre 2025.

En 2025, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissement de private equity et de private debt. EDF Invest a acquis notamment des participations immobilières minoritaires au second semestre 2025 : 49 % du parc commercial Espace Chanteraines en

région parisienne et 50 % d'EuroLiving, un portefeuille d'immeubles résidentiels situés en Europe. La cession en 2025 du parc solaire nord-américain Catalina Solar et les cessions partielles indirectes de l'actif Q-Park ont contribué à la rotation du portefeuille.

Au 31 décembre 2025, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 2 857 millions d'euros comptabilisée en résultat financier. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (804 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés financiers (1248) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (2 287 millions d'euros).

Des retraits pour un montant de 577 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2025 (527 millions d'euros en 2024).

22.2.2 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

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, 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.

Au cours de l'exercice 2025, EDF a mené un chantier de révision des coûts de déconstruction pour l'ensemble des sites thermiques avec la mise en place d'une démarche analytique détaillée, identifiant plus précisément l'ensemble des travaux nécessaires à la remise en état des sites tenant compte de la spécificité de chacun, la prise en compte de diagnostics réalisés sur chaque site pour la dépollution, le retour d'expérience sur les achats de prestations pour les opérations spécifiques comme le traitement des cheminées et enfin la prise en compte de risques, aléas et incertitudes de façon systématique. Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit à une augmentation de la provision de 342 millions d'euros. Ces travaux feront l'objet d'une révision annuelle.

22.2.3 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.

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

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 provisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble 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 (CNEIG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNEIG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par 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) 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 CNEIG 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...).

Réforme des retraites en France

La loi n° 2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023 pour le régime général. Elle prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour les générations de 1964 à 1968. Elle vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille.

Suspension du calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite

Pour le régime général, la loi suspend jusqu'à janvier 2028 le calendrier d'augmentation de l'âge légal de départ en retraite et de la durée d'assurance inscrit dans la loi du 14 avril 2023 portant sur la réforme des retraites. Les conditions de liquidation de la pension servie par le régime spécial des IEG restent inchangées, mais les versements des équivalents prestations versées par la CNAV et l'AGIRC-ARRCO dans le cadre de l'adossement pourront être anticipés d'un à deux trimestres pour les générations 1964 à 1968.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Amélioration du système de retraites en réduisant les inégalités de pensions entre les femmes et les hommes

- L'amélioration du calcul du salaire annuel moyen au régime général avec la prise en compte du nombre d'enfants des assurées ;
- La prise en compte des majorations de durée d'assurance (attribuées pour la naissance d'un enfant) pour permettre l'ouverture des droits à une retraite anticipée pour carrière longue, dans la limite de deux trimestres. Cette mesure n'a pas d'impact sur l'évaluation des engagements portés par le Groupe.

En cohérence avec le traitement retenu en 2023 au titre de la réforme des retraites, l'ensemble des effets induits par la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés positif en résultant s'élève à 68 millions d'euros et a été comptabilisé en résultat d'exploitation (voir note 5 renvoi (1) et 22.2.3 renvoi (2)).

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 d'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 statuaire correspondant à trois mois de pension plafonnés).

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 épargné 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.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dotations		Reprises		Autres mouvements	31/12/2025
		Exploitation ^{(1) (4)}	Financières ⁽²⁾	Utilisées ^{(3) (4)}	Non utilisées ⁽⁵⁾		
Avantages postérieurs à l'emploi	11 728	403	813	(711)	(410)	-	11 823
Avantages à long terme	1 001	74	33	(138)	-	-	970
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	12 729	477	846	(849)	(410)	-	12 793

(1) Dont 364 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 171 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.

(2) Dont (723) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (68) millions d'euros au titre de la suspension de la réforme des retraites, (57) 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 10.

(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 31/12/2024	25 088	(9 854)	15 234	4	(2 509)	12 729
Charge nette de l'exercice 2025	1 142	(411)	731	2	54	787
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(1 526)	462	(1 064)	-	1 064	-
Prestations versées	(1 169)	446	(723)	-	-	(723)
SOLDE AU 31/12/2025	23 535	(9 357)	14 178	6	(1 391)	12 793

6.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2025 s'élèvent à (1 526) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour (1 936) millions d'euros et du taux d'inflation pour (415) millions d'euros ;

- la variation des écarts d'expérience pour 809 millions d'euros, notamment liée à l'évolution des rémunérations principales et à la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO ;

- la variation des charges sociales liée à l'évolution des taux pour 16 millions d'euros.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Coût des services rendus de l'exercice	364	343
Charges d'intérêts (actualisation) ⁽¹⁾	846	808
Rendement escompté des actifs de couverture	(410)	(397)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	19	(6)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	35	99
Coût des services passés droits acquis ⁽²⁾	(68)	-
Coût des services passés droits non acquis	1	1
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	787	848
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	351	437
Résultat financier	436	411

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 846 millions d'euros augmentent de 38 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2024.

(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à (68) millions d'euros au 31 décembre 2025 (sans équivalent au 31 décembre 2024), conséquence de la suspension de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.

(3) En 2025, le montant correspond aux dotations d'exploitation (475 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (157 millions d'euros), au titre des droits acquis relatifs au coût des services passés (168 millions d'euros) et au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés (1 million d'euros).

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

22.2.3.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dotations		Reprises		Autres mouvements	31/12/2025
		Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées		
Retraites	7 523	216	613	(533)	(392)	-	7 427
Charges CNIEG	465	7	13	(18)	-	-	467
Avantages en nature énergie	2 724	110	136	(131)	-	-	2 839
Indemnités de fin de carrière	121	31	19	(7)	(18)	-	146
Autres	895	39	32	(22)	-	-	944
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	11 728	403	813	(711)	(410)	-	11 823

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé		Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 189	(8 924)	-	-	(838)	7 427
Charges CNIEG	362	-	-	-	105	467
Avantages en nature énergie	3 625	-	-	-	(786)	2 839
Indemnités de fin de carrière	522	(417)	3	3	38	146
Autres	866	(16)	3	3	90	944
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2025	22 564	(9 357)	6	(1 391)		11 823

(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	3	9	121
Autres	925	(15)	1	1	(16)	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2024	24 087	(9 854)	4	(2 509)		11 728

22.2.3.2 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)	31/12/2024	Dotations		Reprises		Autres mouvements	31/12/2025
		Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées		
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	849	66	27	(119)	-	-	823
Médailles du travail	135	8	5	(17)	-	-	131
Divers	17	-	1	(2)	-	-	16
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	1 001	74	33	(138)	-	-	970

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

22.2.3.3 Actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution défavorable des marchés financiers.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	9 357	9 854
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	8 924	9 416
dont en % :		
Actions	34 %	33 %
Obligations monétaires	62 %	65 %
Immobilier	4 %	2 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	417	423
dont en % :		
Actions	41 %	42 %
Obligations monétaires	59 %	58 %
Autres actifs de couverture	16	15

22.2.3.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % au 31 décembre 2024) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,80 % au 31 décembre 2025 (1,90 % au 31 décembre 2024) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18,74 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution au 31 décembre 2025 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 4,27 % pour 2025 (4,15 % pour 2024) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,51 % pour 2025 (4,41 % pour 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 durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % au 31 décembre 2024).

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 1,80 % (1,90 % au 31 décembre 2024).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,80 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Pour les exercices 2025 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.

6.

22.2.4 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2024	Dotations				Reprises		Autres mouvements	31/12/2025
		Exploitation	Financières	Exceptionnel	Utilisées	Non utilisées			
Provisions pour charges relatives :									
• au personnel	47	40	-	-	(36)	(1)	-	-	48
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	290	3	-	-	-	-	(3)	-	290
• aux autres charges	384	28	1	-	(104)	(115)*	1	-	195
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	721	71	1	-	(142)	(116)	(2)		533

* La baisse du poste « aux autres charges » intègre la comptabilisation d'une reprise de provision à hauteur de 115 millions d'euros à la suite d'une décision favorable à EDF rendue par le Conseil d'État (voir note 23).

Note 23 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 2025 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 eu 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, pourvoi qui a fait l'objet d'une décision de non-admission le 24 novembre 2025 mettant fin définitivement au litige sans impact sur les comptes de l'entreprise. Par ailleurs, le ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie de la décision favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du ministre et valide, définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme, les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision pour risque fiscal à hauteur de 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025 (voir note 22.2.4).

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, ArcelorMittal 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 18 million d'euros à Ekwateur d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwateur de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions d'euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre. Respectivement les 8 et 14 octobre 2025, TotalEnergies et Ekwateur ont formé un pourvoi en cassation.

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 SA 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 à la suite de 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. Le 27 novembre 2025, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours d'E-Pango, confirmant l'incompétence de l'ADLC. E-Pango s'est pourvu en cassation.

Concernant la procédure au fond devant le Tribunal de commerce de Paris à la demande d'EDF (ainsi que d'Enedis et RTE), le juge avait ordonné le sursis à statuer dans l'attente d'une décision définitive quant à la compétence de l'ADLC. Le sursis est donc toujours en cours et ne sera levé qu'à l'issue de la procédure devant la Cour de cassation.

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 Proglia, 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 Proglia 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 2024, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus. Le ministère public a interjeté appel du jugement de relaxe. L'affaire pourrait à nouveau être examinée par la Cour d'appel de Paris courant 2026 ou 2027.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 24 État des échéances des dettes à la clôture de l'exercice

(en millions d'euros)	Échéance à un an au plus	Échéance à plus d'un an et cinq ans au plus	Échéance à plus de cinq ans	Montants bruts au 31/12/2025
Dettes				
Emprunts obligataires	2 930	13 450	45 297	61 677
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	857	1 112	771	2 740
Emprunts et dettes financières diverses :				
• Avances sur consommation	-	-	28	28
• Autres dettes	1 040	-	-	1 040
• Autres emprunts	10 645	766	-	11 411
Dettes financières (voir note 25)	15 472	15 328	46 096	76 896
Instruments financiers à terme	519	1 411	1 288	3 218
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours ⁽¹⁾	2 580	-	-	2 580
Dettes Fournisseurs et Comptes rattachés ⁽²⁾	10 990	-	70	11 060
Dettes fiscales et sociales ⁽³⁾	8 703	-	-	8 703
Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés	2 346	-	-	2 346
Autres dettes ⁽⁴⁾	28 348	17	3 939	32 304
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	50 387	17	4 009	54 413
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	933	1 085	1 319	3 337
TOTAL DETTES	69 891	17 841	52 712	140 444

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensuels particuliers et professionnels pour 1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 368 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Les dettes fournisseurs et comptes rattachés intègrent les effets induits du montant à reverser aux producteurs, à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 relative aux obligations d'achat (voir notes 4 et 6) donnant lieu à une compensation par l'État (voir notes 4, 6 et 17 renvoi (4)).

(3) Au 31 décembre 2025, ce poste intègre un montant de 1 307 millions d'euros au titre de la Taxe Intérieure de Consommation (TIC) à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 008 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de l'accise sur l'électricité.

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales.

(5) Au 31 décembre 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs, pour 2 117 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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 25 Variations des emprunts et 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.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	31/12/2024	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2025
Emprunts en euros	492	-	-	-	2	494
Emprunts en devises	17 836	3 375	(1 081)	(2 291)	238	18 077
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en euros)	21 031	3 538	(750)	-	532	24 351
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en devises)	17 435	2 364	(115)	(1 331)	402	18 755
Emprunts obligataires ⁽¹⁾	56 794	9 277	(1 946)	(3 622)	1 174	61 677
Emprunts long terme en euros	8 012	1 090	(5 407)	-	45	2 740
Emprunts long terme en devises	1 588	-	(1 429)	(163)	4	-
Emprunts auprès des établissements de crédit ⁽²⁾	9 600	1 090	(7 836)	(163)	49	2 740
Titres de créances négociables en euros	2 981	1 822	-	-	-	4 803
Titres de créances négociables en devises	10	958	-	(2)	-	966
Dettes financières actifs dédiés	-	926	-	-	-	926
Emprunts contractuels à caractère financier	572	6 257	(2 113)	-	-	4 716
Autres emprunts ⁽³⁾	3 563	9 963	(2 113)	(2)	-	11 411
Total emprunts	69 957	20 330	(11 895)	(3 787)	1 223	75 828
Avances sur consommation	29	-	(1)	-	-	28
Autres dettes financières diverses	2 654	38	(2 900)	(16)	1 029	805 ⁽⁴⁾
Comptes bancaires créditeurs	59	-	-	-	168	227
Débets bancaires différés	17	-	-	-	(9)	8
Intérêts à payer ⁽⁵⁾	990	-	-	-	(990)	-
Total autres dettes financières diverses	3 720	38	(2 900)	(16)	198	1 040
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	73 706	20 368	(14 796)	(3 803)	1 421	76 896

(1) L'augmentation du poste résulte principalement des émissions d'obligations senior multi-tranches pour un montant global de 9 277 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7 et 2.2.8) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour (1 946) millions d'euros, un effet change de (3 622) millions d'euros et un reclassement au 1^{er} janvier 2025 des intérêts courus associés aux emprunts obligataires, en application du règlement ANC n° 2022-06 pour 1 174 millions d'euros (voir note 25 renvoi (5)).

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (7 836) millions d'euros compensée partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 1 090 millions d'euros, un effet change de (163) millions d'euros et un reclassement au 1^{er} janvier 2025 des intérêts courus associés aux emprunts auprès des établissements de crédit, en application du règlement ANC n° 2022-06 pour 49 millions d'euros (voir note 25 renvoi (1) et (5)).

(3) La variation s'explique par 2 778 millions d'euros résultant d'émissions nettes de TCN et 4 144 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie encaissée.

La dette financière actifs dédiés d'un montant de 926 millions d'euros concerne des prêts de titres sans équivalent en 2024. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier (voir note 15.5) et d'une dette financière de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 22.2.16.5 renvoi (3)).

(4) Elles comprennent principalement 282,8 millions d'euros au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 22 janvier 2026 sur la souche hybride en euros de janvier 2014 et 182,9 millions d'euros (159,6 millions de livres sterling) au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2026 sur la souche hybride en livres sterling de janvier 2013, faisant suite aux reclassements opérés par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain des remboursements (voir notes 2.2.11 et 21.1). Elles incluent également 134 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 18 renvoi (2)) ainsi que 59 millions d'euros portant sur des programmes d'affacturage.

(5) Au 31 décembre 2024, la ligne « Intérêts à payer » (990 millions d'euros) inclut 1 223 millions d'euros d'intérêts courus sur emprunts et dettes et (233) millions d'euros liés aux instruments financiers à terme. En application du règlement ANC n° 2022-06 :

- l'ensemble de ces intérêts courus sur emprunts et dettes pour 1 223 millions d'euros sont reclassés par un mouvement de période au 1^{er} janvier 2025 en « Emprunts obligataires » et en « Emprunts auprès des établissements de crédit » (voir note 25 renvoi (1) et (2)) ;
- les intérêts courus associés aux instruments financiers à terme pour 233 millions d'euros sont reclassés par un mouvement de période au 1^{er} janvier 2025 respectivement à l'actif au sein de la ligne « Instruments financiers à terme et jetons détenus » au titre des positions débiteuses pour 341 millions d'euros et au passif au sein de la ligne « Instruments financiers à terme » au titre des positions créditrices pour 108 millions d'euros.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

25.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>										
Total I – Euros		38 031	100 %	50 %		36 899		74 930	100 %	99 %
AUD	1 000	581	2 %	1 %	(1 000)	(581)	-	-	-	-
CAD	2 000	1 257	3 %	2 %	(2 000)	(1 257)	-	-	-	-
CHF	785	847	2 %	1 %	(785)	(847)	-	-	-	-
GBP	10 134	11 925	32 %	16 %	(9 355)	(11 027)	779	898	100 %	1 %
HKD	2 416	268	1 %	-	(2 416)	(268)	-	-	-	-
JPY	281 600	1 537	4 %	2 %	(281 600)	(1 537)	-	-	-	-
USD	24 790	21 382	56 %	28 %	(24 790)	(21 382)	-	-	-	-
Total II – Autres devises		37 797	100 %	50 %		(36 899)		898	100 %	1 %
TOTAL I+II		75 828		100 %		-		75 828		100 %

Les montants des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 27.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

25.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	%	%		Montants	%	%
<i>(en millions d'euros)</i>							
Emprunts Long Terme et EMTN	62 508			(27 444)	35 064		
Emprunts Court Terme	10 078			-	10 078		
Dette à taux fixe	72 586	96 %	88 %	(27 444)	45 142	60 %	51 %
Emprunts Long Terme et EMTN	2 678			27 444	30 122		
Emprunts Court Terme	564			-	564		
Dette à taux variable	3 242	4 %	12 %	27 444	30 686	40 %	49 %
TOTAL	75 828	100 %	100 %	-	75 828	100 %	100 %

Note 26 Écarts de conversion et différences d'évaluation – Passif

Les écarts de conversion et différences d'évaluation-passif présentent au 31 décembre 2025 un gain latent de change de 1 643 millions d'euros (260 millions d'euros au 31 décembre 2024) dont 169 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en livres sterling nets des couvertures et 54 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en dollars nets des couvertures, et 1 116 millions d'euros concernant les

positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres. Au 31 décembre 2024, les positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres étaient présentées au passif du bilan au sein de la ligne « Instruments financiers à terme » pour un montant de 1 639 millions d'euros (voir note 19).

Autres informations

Note 27 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 n° 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 n° 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.

27.1 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)	31/12/2025		31/12/2024	
	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	27 267	27 267	27 557	27 557
GBP	12 520	12 520	6 557	6 557
USD	12 176	12 176	8 416	8 416
CAD	1 243	1 243	850	850
Sous-total	53 206	53 206	43 380	43 380
2. Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	36 646	30 906	47 517	39 254
GBP	13 990	13 601	16 446	18 047
USD	13 520	15 679	18 220	22 790
BRL	847	847	716	716
CNY	627	946	660	653
ILS	430	430	372	372
CHF	388	615	525	860
CAD	248	2 346	361	608
PLN	246	246	194	236

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
MXN	199	199	175	175
JPY	176	990	255	1 068
SEK	63	143	39	112
AUD	61	313	82	219
NOK	-	168	-	7
Autres	409	409	256	256
Swaps de capitaux long terme				
USD	29 571	1 992	26 396	1 721
GBP	19 709	4 871	18 967	3 990
EUR	5 327	55 008	7 769	49 055
CAD	1 865	-	1 324	-
JPY	1 530	43	1 560	71
CHF	843	-	803	-
AUD	569	-	-	-
HKD	264	-	258	-
ILS	53	53	46	46
PLN	-	56	-	57
NOK	-	-	122	-
Sous-total	127 581	129 861	143 063	140 313
3. Swaps de titrisation	-	-	-	-
4. Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	180 787	183 067	186 443	183 693
5. Swaps sur matières premières				
Produits pétroliers (en milliers de barils)	8 633	8 633	4 720	4 720
Produits électricité (en TWh)	56	180	57	133

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 2025 (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.

27.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2025	2024
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	332	318
Instruments de change	(646)	401
Instruments actions	(17)	-
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	300	54
Instruments de change	(132)	(104)

* Y compris les intérêts sur les swaps

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

27.3 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 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 en hors bilan au 31 décembre 2025 calculée par l'entreprise, figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• Swaps de taux, caps et floors	142	303
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	117	5
• Cross currency swaps	(1 882)	(1 230)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Charbon	-	-
• Produits électricité	-	(1 252)
• Produits pétroliers	-	(50)
TOTAL	(1 623)	(2 224)

Note 28 Autres engagements et opérations hors bilan

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

Au 31 décembre 2025, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2025	31/12/2024
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	23 440	20 506	11 857	15 898	71 701	72 197
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 701	16 636	11 353	15 100	50 790	50 352
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 483	11 458	10 054	10 919	35 914	36 401
• Autres engagements liés à l'exploitation	4 218	5 178	1 299	4 181	14 876	13 951
Engagements liés aux opérations d'investissement	4 964	3 610	384	51	9 009	8 745
Engagements liés aux opérations de financement	10 775	260	120	747	11 902	13 100
Engagements hors bilan reçus	4 397	14 328	1 229	1 823	21 777	19 688
Engagements liés aux opérations d'exploitation	788	2 129	729	1 823	5 469	5 844
Engagements liés aux opérations d'investissement	19	10	-	-	29	22
Engagements liés aux opérations de financement	3 590	12 189	500	-	16 279	13 822

28.1 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.

28.1.1 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 25 ans.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2025	31/12/2024
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 131	4 576	5 426	8 064	19 197	20 014
Achats de combustible nucléaire	2 352	6 882	4 628	2 855	16 717	16 387
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 483	11 458	10 054	10 919	35 914	36 401

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 issue de producteurs tiers ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 52 TWh pour l'exercice 2025 (48 TWh pour 2024), dont 4 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2024), 21 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2024), 19 TWh au titre du photovoltaïque (15 TWh pour 2024) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2024).

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 flocation, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

28.1.2 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.

Cette ligne intègre notamment les engagements donnés par EDF SA à Arabelle Solutions au titre des garanties maison mère et des garanties bancaires accordées à la suite de l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

De façon symétrique, EDF SA reçoit des engagements en réciprocité de la part d'Arabelle Solutions (cf note 28.2.1).

28.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et EPR2).

S'agissant d'EPR2, 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.

28.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La baisse de ces engagements concerne notamment EDF International pour (580) millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

28.2 Engagements reçus

28.2.1 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 Arabelle Solutions en réciprocité des engagements donnés liés à l'exploitation (voir note 28.1.2).

Dans le cadre du projet Sizewell C, Bpifrance Assurance Export a accordé une garantie au titre d'un prêt de 5 milliards de livres sterling octroyé par un pool de banques à Sizewell C pour financer les contrats commerciaux conclus avec certaines entités du groupe EDF dont EDF SA.

Dans ce contexte, chaque entité concernée, dont EDF SA, a signé au profit de Bpifrance Assurance Export une lettre d'engagement constituant une contre-garantie des engagements de Bpifrance Assurance Export. Celle-ci ne pourrait être actionnée qu'en cas de défaut de remboursement de Sizewell C et ce dans un nombre limité de cas très spécifiques dont la probabilité d'occurrence est jugée très faible. En cas d'exercice, les montants appelés seraient déterminés conformément aux dispositions des lettres d'engagement et ne sont pas chiffrables à ce jour. En conséquence, aucun montant n'a été inclus dans les engagements hors bilan au titre de cette garantie.

28.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques. Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent aussi l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 2.2.6).

États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

28.3 Autres natures d'engagements

28.3.1 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 principalement :

- des contrats 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 ;
- des contrats de partenariat d'une durée entre 10 et 15 ans consistant à faire bénéficier des acteurs électro-intensifs d'une quote-part de la puissance du parc nucléaire historique, dans une logique de partenariat « at cost at risk » (contrats d'allocation de production nucléaire ou CAPN). La puissance souscrite en date du 31 décembre 2025 s'élève à environ 1 GW.

28.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont recensés mais non valorisés 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 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 devrait commencer à partir de 2026 selon les estimations du fournisseur.

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. En 2025, EDF a réduit à environ 45 % ses capacités de regazéification dans ce terminal pour la période 2028 à 2036. 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.

Note 29 Informations concernant l'État et ses parties liées

29.1 Relations avec l'État

L'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2025 et 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.

29.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano et 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 des combustibles usés).

6.

Note 30 Informations relatives aux effectifs

La ventilation des effectifs employés par EDF SA par catégorie est la suivante :

	31/12/2025		31/12/2024	
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Ouvriers	3 205	2 126	5 331	5 208
Employés, techniciens et agents de maîtrise	26 629	2 036	28 665	28 207
Cadres et ingénieurs	31 742	1 124	32 866	31 566
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	61 576	5 286	66 862	64 981

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

L'augmentation des « Salaires » et des « Cotisations sociales » de 266 millions d'euros par rapport à 2024 est principalement liée à la hausse des effectifs moyens par rapport à 2024 et dans une moindre mesure à l'évolution des rémunérations.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 31 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 2024 et 2025 se décompose comme suit :

(en euros)	31/12/2025	31/12/2024
Bernard FONTANA, Président-Directeur Général ⁽¹⁾	296 591 ⁽²⁾	n.a.
Luc REMONT, Président-Directeur Général ⁽³⁾	155 114 ⁽⁴⁾	450 000
Administrateurs ⁽⁵⁾	549 950 ⁽⁶⁾	700 300

- (1) M. Bernard FONTANA a été nommé en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 7 mai 2025 après avoir exercé ses fonctions par intérim à compter du 5 mai 2025, à la suite de la cessation à cette date des fonctions de Président-Directeur Général d'EDF de M. Luc REMONT. Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en date du 5 mai 2025, le Conseil d'administration d'EDF réuni ce même jour a décidé, sous réserve de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF, de fixer la rémunération fixe annuelle de M. Bernard FONTANA à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2025.
- (2) Montant versé calculé prorata temporis à compter de la nomination de M. Bernard FONTANA en qualité de Président-Directeur Général, incluant la période d'exercice de ses fonctions par intérim - soit à compter du 5 mai 2025. M. Bernard FONTANA ne bénéficie pas d'avantages en nature en 2025.
- (3) Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en date du 6 février 2025, le Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle de M. Luc REMONT au titre de l'exercice 2025, conformément au montant du plafond introduit en 2012 dans le décret n° 53-707 du 9 août 1953. Échéance du mandat d'administrateur et cessation des fonctions de Président-Directeur Général de M. Luc REMONT le 5 mai 2025.
- (4) Montant versé calculé prorata temporis en raison de l'échéance du mandat d'administrateur et de la cessation des fonctions de Président-Directeur Général de M. Luc REMONT au 5 mai 2025. M. Luc REMONT n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2025.
- (5) L'Assemblée générale du 5 mai 2025, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, a décidé de fixer à 675 000 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 2025.
- (6) Ce montant inclut les rémunérations versées aux administrateurs :
- en février 2025, un montant total de 260 250 euros, correspondant à la rémunération au titre du second 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 en juillet 2025, un montant total de 289 700 euros, correspondant à la rémunération au titre du premier semestre 2025, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur.

Note 32 Informations sur l'entité qui établit les états financiers consolidés

EDF SA est l'entité juridique qui établit les comptes consolidés du groupe EDF.

Identité de l'entité consolidante : EDF SA dont le siège social est situé 22-30 avenue de Wagram 75008 PARIS.

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317 66522. Son code APE est 3511Z.

Les comptes de la Société EDF SA sont inclus dans les comptes consolidés publiés du groupe EDF par la méthode de l'intégration globale et sont disponibles sur le site internet : www.edf.fr.

Note 33 Tableau de flux de trésorerie

EDF SA a modifié la présentation du tableau de flux de trésorerie (TFT) en 2025. Afin d'améliorer la lisibilité et la comparabilité des données, les informations relatives au 31 décembre 2024 ont également été impactées par les changements ci-dessous :

- les flux de trésorerie nets générés par l'activité sont établis à présent à partir du « Résultat d'exploitation » et non plus du « Résultat avant impôts sur les bénéfices » ;
- la ligne « Impôt sur les sociétés versé au cours de l'exercice » intègre désormais les mouvements de trésorerie générés entre EDF SA et l'ensemble des filiales intégrées fiscalement, en application des conventions d'intégration fiscale (voir note 12.2). Ces derniers étaient précédemment comptabilisés au sein de la ligne « Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation » (voir renvoi 3 du tableau de flux de trésorerie) ;
- les montants des « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession » et des « Subventions d'investissement reçues » sont désormais présentés au sein des « Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières », dans la mesure où ils contribuent directement à ces investissements (voir renvoi 5).

Cette modification de présentation entraîne un retraitement du montant des « Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières » figurant dans le tableau de flux de trésorerie publié au 31 décembre 2024, à hauteur de 97 millions d'euros ;

- les impacts de change liés aux opérations d'investissement et de financement sont intégrés dans les flux de trésorerie correspondants, et non plus présentés avec les opérations liées à l'activité (« Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus » dans le TFT publié au 31 décembre 2024). Cette évolution affecte les « Flux nets de trésorerie générés par l'activité », qui sont ajustés de 290 millions d'euros, répartis en 54 millions d'euros relatifs aux « Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement » et 236 millions d'euros concernant les « Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement » (voir note 36.3, TFT publié au 31 décembre 2024).

Le TFT publié dans les comptes sociaux de décembre 2024 est reporté en note 36.3.

États financiers
Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

en millions d'euros	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Résultat d'exploitation		9 672	12 055
Élimination des charges et produits d'exploitation sans incidence sur la trésorerie :		4 659	8 740
Dotations nettes des reprises aux amortissements, dépréciations et provisions liées à l'exploitation		4 667	8 750
Quote-part des subventions virées au compte de résultat		(8)	(10)
Résultat brut d'exploitation		14 331	20 795
Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation ⁽¹⁾ :		(1 022)	(2 243)
Stocks		140	258
Créances d'exploitation		(211)	(246)
Dettes d'exploitation		(951)	(2 255)
Flux nets de trésorerie d'exploitation		13 309	18 552
Autres encaissements et décaissements liés à l'activité :		725	798
Charges financières versées au cours de l'exercice ⁽²⁾		(5 357)	(5 463)
Produits financiers reçus au cours de l'exercice ⁽³⁾		6 752	7 742
Impôt sur les sociétés versé au cours l'exercice ⁽⁴⁾		(670)	(1 481)
Charges exceptionnelles versées et produits exceptionnels reçus au cours de l'exercice		-	-
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	(A)	14 034	19 350
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement :			
Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières		(20 017)	(10 885)
Variations des dettes sur immobilisations		(301)	127
Variations des créances sur immobilisations		(508)	(4)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement ⁽⁵⁾	(B)	(20 826)	(10 762)
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement :			
Dividendes versés aux actionnaires	20	(2 000)	-
Augmentations de capital	20	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais	21.1	1 243	503
Émissions d'emprunts et conventions de placements ⁽⁶⁾		20 538	17 825
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁶⁾		(14 849)	(28 708)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	(C)	4 932	(10 380)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A)+(B)+(C)	(1 860)	(1 792)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE ⁽⁷⁾	34	(2 161)	(303)
Incidence des variations de change		43	(76)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur		(160)	10
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁷⁾	34	(4 138)	(2 161)

(1) En 2025, la variation du besoin en fonds de roulement intègre notamment un déficit de compensation de la CSPE d'un montant de (3 503) millions d'euros (créance de 4 295 millions d'euros au 31 décembre 2025, contre 792 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 17 renvoi (4)). Cette variation de créance de CSPE est compensée par une diminution des créances clients de 3 milliards d'euros, principalement liée à la baisse du TRVE de - 15 % au 1^{er} février 2025 (voir note 3).

(2) La diminution des charges financières versées est en lien avec la diminution du coût de la dette (voir note 10 renvoi (2)).

(3) La variation s'explique principalement par la diminution des dividendes reçus (voir note 10 renvoi (1)).

(4) En 2025, l'impôt sur les sociétés comprend (1 793) millions d'euros versés au Trésor Public et 1 123 millions d'euros de trésorerie générée au sein du périmètre de l'intégration fiscale (versus 76 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(5) En 2025, les investissements des immobilisations incorporelles et corporelles s'expliquent principalement par le développement du projet EPR2 (voir notes 13 renvoi (3) et 14 renvoi (3)). Les investissements des immobilisations financières sont principalement constitués d'acquisitions d'obligations (voir note 18 renvoi (3)) et de prêts accordés aux filiales (voir note 15.1 renvoi (3)).

(6) En 2025, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 6 257 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (2 113) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hors ces opérations, en 2025, les postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représentent une augmentation nette de 1 545 millions d'euros. Ce montant résulte notamment des émissions d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès des établissements de crédit pour 10 367 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7, 2.2.8 et note 25 renvois (1) et (2)) et d'émissions de titres de créances négociables nets de remboursements pour 2 778 millions d'euros (voir note 25 renvoi (3)) compensées par des remboursements d'emprunts obligataires pour (1 946) millions d'euros (voir note 25 renvoi (1)) et des remboursements anticipés de tirage de lignes de crédit bilatérales pour (7 836) millions d'euros (voir notes 2.2.12 et 25 renvoi (2)). Enfin, le 29 janvier 2025, EDF a exercé son option de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros et a racheté partiellement le 9 octobre 2025, les souches EUR 2026 pour (219) millions d'euros et GBP 2026 pour (539) millions d'euros (voir notes 2.2.11 et 21.1).

(7) 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 34.

6.

6. États financiers

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

Note 34 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
Valeurs mobilières de placement	22 038	16 386	5 652
Disponibilités	7 366 ⁽¹⁾	6 183 ⁽¹⁾	1 183
Sous total à l'actif du bilan	29 404	22 569	6 835
OPCVM (en euros)	(957)	(1 156)	199
TCN (en euros)	(1 008)	(1 265)	257
TCN (en devises)	(51)	(58)	7
Titres reçus en garantie	(134)	(345)	211
Obligations	(17 695)	(11 436)	(6 259)
Titres juniors reçus en garantie	(2 002)	(2 013)	11
Intérêts courus	(91)	(113)	(78)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(22 038)	(16 386)	(5 652)
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 titres juniors inclus dans le poste « valeurs mobilières de placement » du bilan	(11 504)	(8 344)	(3 160)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	(4 138)	(2 161)	(1 977)
Élimination de l'incidence des variations de change			(43)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			160
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			(1 860)

* Voir tableau de flux de trésorerie

(1) Dont 925 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2025 contre 160 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 19).

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.

Note 35 Événements postérieurs à la clôture

Hormis le point précisé ci-dessous, aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.11, 2.2.12, 3.1, 12, 13, 14 et 23.

35.1 Cession d'Energy Assets Group

Le 5 février 2026, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

Note 36 *Compte de résultat, Bilan et Tableau de flux de trésorerie présentés dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024*

36.1 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 2025

36.2 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 2025

Passif

(en millions d'euros)	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 2025

36.3 Tableau de flux de trésorerie présenté dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024

(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)	(1 736)
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)	(1 300)
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 retraitée 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 primes de participations pour (3,1) milliards d'euros retraitées des dépréciations transférées à EDF dans le cadre de la TUP Arabelle Holding pour 15 milliard d'euros (voir note 16.1 renvoi (3)). 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 18).

(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 (5 922) 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 (5 517) 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 6 981 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 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.

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）⑤報告期間後の事象」、「第3 4（3）⑥財務書類承認後の事象」および「第3 4（3）⑦後発事象」ならびに2025年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23および個別財務書類の注記35を参照。

(2) 訴訟

本項は、2025年度の連結財務書類の注記20「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2026年3月31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2025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（*Commission de régulation de l'énergie*またはCRE）は、EDFならびにその子会社であるEDF Trading Limited（EDFT）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に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号（REMIT規則）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。2025年10月3日にEDFおよびEDFTは、それぞれ異議告知書を受領した。これらの異議は2026年3月18日に却下された。

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（ASNR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46.20ユーロ／MWhの価格で代替供給業者に対して提供される追加の20TWhの電力をめぐる紛争

2022年1月13日、フランス政府は、2022年の消費者向け電力価格の上昇を抑えるための例外的措置を発表した。この措置には、EDFが2022年4月1日から12月31日までの期間中に46.20ユーロ／MWhの価格で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、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。かかる補償請求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への影響に関するものである。仲裁裁判所は、当事者の要請により、2026年2月2日に手続を終了させる手続命令を発した。

EDFの供給業者に関する訴え

2023年4月にEDFは、Acierie et Fonderie de la Haute Sambre（工業用鋳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ASNによって実施された調査を受けて、Hachette & Drioutは、原子力産業向けに製造された部品に関して、内部監査の過程で複数の不規則性が特定されたことを報告するプレスリリースを発表した。

EDFの請負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に使用するための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。Acierie et Fonderie de la Haute Sambreの行為に関しては、フランスの有罪答弁手続が用いられ、2008年9月8日付の判決で、アヴェーヌ・シュル・エルブ司法裁判所は、従業員7名に対する2か月から6か月の執行猶予付きの懲役刑と、Acierie et Fonderie de la Haute Sambreに対する50,000ユーロの罰金（うち30,000ユーロは執行猶予付き）という罰則案を承認した。民事当事者としてEDFが手続に参加する申請は認められた。民事上の利益に関する審理は、2026年11月23日に予定されている。

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。

Venture Globalに対する仲裁手続

2017年にEdisonは、米国の会社であるVenture Global LNG Incとの間で、米国から液化天然ガスを輸入する契約を締結した。納入は2023年に開始される予定であった。

Venture Globalが合意された量のEdisonへの供給を開始せず、代わりに短期卸売市場で他の当事者にガスを販売することを選択したため、Edisonは2023年5月にVenture Globalに対する仲裁手続を開始した。

2026年3月26日、EdisonおよびVenture Globalは、仲裁の和解と終了に関する商業合意に署名したことを発表した。この合意の一環として、Venture Globalが当初の契約で合意された以上の量のガスを追加供給することも合意された（Edisonの2026年3月27日付プレスリリース「Venture GlobalおよびEdisonは、カルカシュー・パスに関する仲裁和解を発表」を参照。）。

4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

a. 日本の会計原則とIFRSとの相違

EDFグループの2025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、2025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、日本の会計原則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。

(19) 財務諸表における表示及び開示

国際会計基準審議会（IASB）は、損益計算書の改善に焦点を当てた、財務諸表の表示および開示に関する新たな基準であるIFRS第18号を公表した。IFRS第18号では、以下に関連する主要な新しい概念が導入されている。

- ・ 損益計算書の構造
- ・ 財務諸表外で報告される特定の損益に関連する業績指標（すなわち、経営者が定義した業績指標）について、財務諸表において要求される開示
- ・ 基本財務諸表または注記に適用される集約および分解に関する原則の改善

当該基準は、2027年1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。

日本の会計原則では、業種により差異があるが一般原則としては、売上総利益、営業利益、経常利益、税引前当期純利益、当期純利益を段階利益として表示する。

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分類および会計処理される。

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される。）。

市場価格のない株式等については、取得原価をもって貸借対照表価額とする。

一時的でない時価の下落が生じた場合には、有価証券の帳簿価額は時価まで減額され、かかる評価差額は当期の損失として処理される。

(6) 自己株式

フランスにおいては、自己株式は資産として計上され、必要に応じて引当金の設定対象となる。従業員割当を目的として取得された自己株式は、市場価格に基づく減損の対象とはならない。

日本の会計原則では、自己株式は取得原価により、純資産の部の株主資本の末尾に自己株式として一括して控除する形式で表示される。

(7) 年金その他の雇用後給付

フランスにおいては、法定財務諸表上に年金およびその他の雇用後給付を認識することは義務付けられていない。しかし、2000年7月6日に公表されたCNC緊急委員会意見書2000-Aおよび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 2024年1月1日 至 2024年12月31日)	2025年6月20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 2025年1月1日 至 2025年6月30日)	2025年9月24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) 発行登録書 発行登録書およびその添付書類	2025年9月30日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第1【保証会社情報】

該当事項なし。

第2【保証会社以外の会社の情報】

該当事項なし。

第3【指数等の情報】

該当事項なし。

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

(Exercice clos le 31 décembre 2025)

A l'assemblée générale
ELECTRICITE DE FRANCE
22 AV DE WAGRAM
75382 PARIS CEDEX 08

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 1^{er} janvier 2025 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 1.2.4.2, et 14, de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 54 344 millions d'euros, dont 31 557 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 787 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 et industriel rappelé dans les notes 1.2.4.2 et 14.1.1 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 (note 14.1.2 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 42 468 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 39 736 millions d'euros) au 31 décembre 2025.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France 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 des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

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 14.1.1.5 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 14.1.2.4 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 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 14.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation (Notes 1.2.4.1, 1.2.4.4, 9 et 19.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 6 972 millions d'euros et de 125 118 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Les notes 1.2.4.4 et 9.7 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 19.2.2 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 9.7 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 4 165 millions d'euros en 2025, dont 3 552 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC).

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 3 546 millions d'euros et 96 213 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 ;
- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

Réponses apportées

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, examiner le nouveau calendrier du projet et le coût de construction mis à jour. Nous avons notamment i) conduit des entretiens avec la direction du programme et la Direction du Groupe afin d'apprécier la gouvernance et le processus mis en œuvre, ii) vérifié les hypothèses de coûts en les comparant avec les données externes disponibles et les contrats signés et iii) examiné les éléments d'analyse et de documentation relatifs aux risques projets et programme ;
- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur 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 1.2.4.4, et 9.7 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 1.2.4.8 et 8 de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 4 973 millions d'euros au 31 décembre 2025. Ils intègrent un montant de 3 419 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022.

Comme indiqué dans la note 8 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 2025, 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.

Réponses apportées

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 2026 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2027-2028 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 8 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 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 2025, le cabinet KPMG SA était dans la 21^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 3^{ème} 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 Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 19 février 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

KPMG SA

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

(注) 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。

2025年12月31日終了年度

フランス電力の株主総会御中

意見

貴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（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」、「会社」、または「グループ」という）の2025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2025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、2025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一核サイクル終了、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1.2.4.2および14）

監査上の主要な検討事項

2025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54,344百万ユーロであり、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31,557百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する22,787百万ユーロを含む。

当該引当金の評価は、連結財務諸表に対する注記1.2.4.2および14.1.1に記載されている規制および産業状況に依拠する。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日付のフランス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14.1.2）。

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、2025年12月31日現在42,468百万ユーロに上る（正味帳簿価額は39,736百万ユーロ）。

私たちは、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。

対応

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的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。

連結財務諸表に対する注記14.1.1.5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14.1.2.4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14.1.1.5）。

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1.2.4.1、1.2.4.4、9および19.2.2）

監査上の主要な検討事項

2025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6,972百万ユーロと125,118百万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1.2.4.4および9.7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19.2.2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9.7に示されるとおり、2025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3,552百万ユーロを含む合計4,165百万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3,546百万ユーロと96,213百万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。

対応

私たちの作業の主な内容は以下のとおりである。

- 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、予測割引将来キャッシュ・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、プロジェクトの新しい日程と更新された建設費用の見積りの査閲。私たちは特に、(i)ガバナンスおよび実施プロセスを評価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、(ii)入手可能な外部データと締結済の契約とを比較することにより、建設費用に関する仮定を検証し、ならびに(iii)プロジェクトおよびプログラムのリスクに関連する分析および文書化の内容を査閲した。
- 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との比較。
- 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1.2.4.4および9.7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1.2.4.8および8）

監査上の主要な検討事項

繰越欠損金に関する繰延税金資産は、2025年12月31日現在4,973百万ユーロである。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3,419百万ユーロを含む。

連結財務諸表に対する注記8に記載されているとおり、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。2025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。

対応

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2026年度予算および、経営者が策定し取締役会に提示された2027 - 2028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8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ついても検証した。具体的には、関連して、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た当該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か、法定監査人により実施される手続に関してフランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して確認した。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同じであ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。

2025年12月31日現在で、KPMG SAは21年間連続して当業務を担っており、PricewaterhouseCoopers Auditは3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条に規定するとおり、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。

ヌイイ＝シュル＝セヌおよびパリ・ラ・デファンス、2026年2月19日

法 定 監 査 人

PricewaterhouseCoopers Audit

KPMG SA

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

(※) 上記は、フランス語で作成された監査報告書の訳文として記載されたものです。訳文においては原本の内容を正確に表すよう細心の注意が払われていますが、いかなる内容の解釈、見解または意見においても、原語で記載された監査報告書原本が本訳文に優先します。

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

(Exercice clos le 31 décembre 2025)

A l'assemblée générale
ELECTRICITE DE FRANCE
22 AV DE WAGRAM
75382 PARIS CEDEX 08

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 2025, 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 1^{er} janvier 2025 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 la note 1.1 « Référentiel Comptable » de l'annexe aux comptes annuels qui expose les incidences liées au changement de méthodes comptables relatif à la première application du règlement ANC n°2022-06.

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, et 22.2.1. de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 54 344 millions d'euros, dont 31 557 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 787 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 et industriel rappelé dans les notes 1.2.2 et 22.2.1 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 reflétées 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 22.2.1.6 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 42 468 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 34 723 millions d'euros) au 31 décembre 2025.

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.

Réponses apportées

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 22.2.1.5 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 22.2.1.6.5 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 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 22.2.1.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation (Notes 1.2.6 et 15 de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 59 244 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 15 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, cette valeur d'utilité est complétée de marges de valeurs positives basées :
 - o soit sur des flux de trésorerie actualisés calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils 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 ;
 - o soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
 - o soit sur la base d'une valorisation boursière.

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.

Réponses apportées

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, hypothèses de flux de trésorerie, multiples d'EBITDA ou valorisation boursière) ;
- 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 ;
- S'agissant des multiples d'EBITDA, apprécier la pertinence du panel utilisé et sa cohérence dans le temps ;
- Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ;
- Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 15 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 la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

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 votre assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2025, le cabinet KPMG SA était dans la 21^{ème} année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 3^{ème} 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 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 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 des Risques et de l'Audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 19 février 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

KPMG SA

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

(注) 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。

2025年12月31日終了年度

フランス電力の株主総会御中

意見

貴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（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」または「会社」という）の2025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2025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、2025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に留意されたい。当該注記は、ANC規則第2022-06号の初度適用に伴う会計処理方法の変更に関連する影響について説明している。

評価の妥当性—監査上の主要な検討事項

私たちの評価の妥当性に関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および22.2.1）

監査上の主要な検討事項

2025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54,344百万ユーロであり、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31,557百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する22,787百万ユーロを含む。

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22.2.1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。

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日付のフランス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（財務諸表に対する注記22.2.1.6）。

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、2025年12月31日現在42,468百万ユーロに上る（正味帳簿価額は34,723百万ユーロ）。

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）。

なお、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を特記する。

対応

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的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。

財務諸表に対する注記22.2.1.5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、財務諸表に対する注記22.2.1.6.5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22.2.1.5.3）。

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15）

監査上の主要な検討事項

2025年12月31日現在、投資有価証券の正味帳簿価額は59,244百万ユーロである。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15に示されるとおり、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、当該使用価値は、以下のいずれかに基づくプラスのマージンによって補完される。
 - o 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キャッシュ・フロー。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。
 - o 比較可能な企業パネルのEBITDA倍率の平均値。
 - o 時価総額。

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。

対応

私たちの監査手続は、主に以下のとおりである。

- 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、キャッシュ・フローの仮定、EBITDA倍率、または時価総額）。
- 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。
- EBITDA倍率に関しては、比較対象として選定された企業パネルの妥当性および期間を通じた一貫性を評価。
- 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15に記載された情報の妥当性を評価。

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、フランスの法律および規則が定める特定の検証も実施した。

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。

2025年12月31日現在で、KPMG SAは21年間連続して当業務を担っており、PricewaterhouseCoopers Auditは3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条に規定するとおり、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。

ヌイイ＝シュル＝セヌおよびパリ・ラ・デファンス、2026年2月19日

法 定 監 査 人

PricewaterhouseCoopers Audit

KPMG SA

Séverine SCHEER

Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT

Jacques-François LETHU

(※) 上記は、フランス語で作成された監査報告書の訳文として記載されたものです。訳文においては原本の内容を正確に表すよう細心の注意が払われていますが、いかなる内容の解釈、見解または意見においても、原語で記載された監査報告書原本が本訳文に優先します。